



UNIUNEA EUROPEANĂ



GUVERNUL ROMÂNIEI  
MINISTERUL MUNCII, FAMILIEI ȘI  
PROTECȚIEI SOCIALE  
AMFOSDRU



Fondul Social European  
POS DRU 2007-2013



Instrumente Structurale  
2007-2013



MIPIOSDRU



UNIVERSITATEA  
„DUNĂREA DE JOS”  
DIN GALAȚI

---

Programul Operațional Sectorial pentru Dezvoltarea Resurselor Umane 2007-2013  
Proiect SOP HRD – EFICIENT 61445/2009 - *Eficientizarea activității studenților din cadrul  
ciclului de studii doctorale*

---

UNIVERSITATEA DUNĂREA DE JOS DIN GALAȚI  
FACULTATEA DE MECANIC  
COALA DOCTORALĂ DE INGINERIE MECANIC

TEZĂ DE DOCTORAT

*Studii Privind Oportunitatea Extragerii Energiei Refolosibile în Mediul Marin  
cu Aplicații la Bazinul Mării Negre*

*Studies Concerning the Renewable Energy Extraction in Marine Environment  
with Applications to the Black Sea Basin*

REZUMAT

**Conducător de doctorat:**

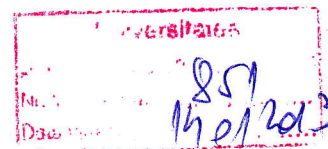
Prof. Dr. Ing. Eugen RUSU

**Doctorand:**

Ing. Florin ONEA

**Gala i 2013**

C ă t r e



Universitatea “ Dunărea de Jos “ din Galați vă face cunoscut că în data de 30.01.2013, ora 11.00, în sala D12 a Facultății de Mecanică, va avea loc susținerea publică a tezei de doctorat intitulată: ”STUDII PRIVIND OPORTUNITATEA EXTRAGERII ENERGIEI REFOLOSIBILE ÎN MEDIUL MARIN CU APLICAȚII LA BAZINUL MĂRII NEGRE”, elaborată de domnul/doamna ONEA FLORIN, în vederea conferirii titlului științific de doctor în Domeniul de doctorat - Inginerie mecanică.

Comisia de doctorat are următoarea componență :

- 1. Președinte:** Prof.univ.dr.ing. Elena MEREUTĂ  
*Universitatea ”Dunărea de Jos” din Galați*
  
- 2. Conducător de doctorat:** Prof.univ.dr.ing. Eugen-Victor-Cristian RUSU  
*Universitatea ”Dunărea de Jos” din Galați*
  
- 3. Referent oficial:** Prof.univ.dr.ing. Daniel CONDURACHE  
*Universitatea Tehnică ”Gheorghe Asachi” din Iași*
  
- 4. Referent oficial:** Prof.univ.dr.ing. Vergil CHITAC  
*Academia Navală ”Mircea Cel Bătrân” din Constanța*
  
- 5. Referent oficial:** Conf.univ.dr.ing. Ioan STRAT  
*Universitatea ”Dunărea de Jos” din Galați*

Cu această ocazie vă transmitem rezumatul tezei de doctorat și vă invităm să participați la susținerea publică. În cazul în care doriți să faceți eventuale aprecieri sau observații asupra conținutului lucrării, vă rugăm să le transmiteți în scris pe adresa Universității, str. Domnească nr. 47, 800008 - Galați, Fax - 0236 / 461353.

**RECTOR,**  
*Prof.univ.dr.ing. Iulian Gabriel BÎRSAN*



# MULȚUMIRI

În primul rând doresc să-mi exprim sincerele aprecieri domnului profesor Eugen Rusu care prin sprijinul și încrederea acordată a contribuit în mod semnificativ la finalizarea acestei teze.

Adresez mulțumiri doamnei profesoare Liliana Rusu care mi-a fost alături pe parcursul realizării acestei lucrări, în special prin indicațiile și ajutorul acordat în obținerea și analiza numeroaselor seturi de date considerate. De asemenea doresc să le mulțumesc membrilor comisiei de îndrumare și evaluare a tezei de doctorat pentru efortul și timpul alocat.

Mulțumiri cercetătorilor din cadrul colectivului catedrei de Mecanică Aplicată care au contribuit direct sau indirect la realizarea tezei.

În ceea ce privește desfășurarea stagiului de mobilitate externă și obținerea rezultatelor experimentale, recunoștința mea se îndreaptă către domnii profesori Dieter Schramm și Oudiel Moctar din cadrul Universității Duisburg-Essen (Germania).

Nu în ultimul rând doresc să menționez suportul financiar asigurat prin intermediul proiectului proiectului POSDRU cod 88/1.5/S/61445 - Eficientizarea activității studenților din cadrul ciclului de studii doctorale-EFICIENT.

Galați, 2013  
Florin Onea

# CUPRINS

	Pag. rezumat	Pag. tez
<b>Mul umiri</b>	<b>2</b>	<b>2</b>
<b>Cuprins</b>	<b>3</b>	<b>9</b>
<b>Structura tezei</b>	<b>5</b>	<b>12</b>
<b>Obiectivele tezei</b>	<b>7</b>	<b>14</b>
<b>Capitolul 1. Stadiul actual al utilizării energiei refolosibile</b>	<b>8</b>	<b>15</b>
1.1 Surse de energie regenerabil	8	16
1.2 Dinamica extragerii energiei refolosibile în România	10	27
1.3 Concluzii	13	33
<b>Capitolul 2. Energia refolosibilă în mediul marin</b>	<b>14</b>	<b>35</b>
2.1 Utilizare energiei vântului în zonele offshore	14	36
2.2 Sisteme de extracție a energiei valurilor	15	39
2.2.1 Clasificare sisteme WEC	17	41
2.2.1.1 Punct absorbitor	17	42
2.2.1.2 Atenuator	18	43
2.2.1.3 Terminator	18	44
2.2.2 Sisteme hibride val-vânt	19	47
2.3 Concluzii	21	56
<b>Capitolul 3. Analiza condițiilor de vânt din zona Mării Negre și a Mării Caspice</b>	<b>22</b>	<b>57</b>
3.1 Evaluarea climatului vântului din Marea Neagră	22	57
3.1.1 Măsurători de satelit	22	60
3.1.2 Modele de reanaliză - NCEP și ECMWF	24	65
3.1.3 Măsurători in situ	26	71
3.2 Evaluarea condițiilor de vânt din Marea Caspică	29	78
3.2.1 Măsurători de satelit	30	80
3.2.2 Modele de reanaliză - ECMWF	31	83
3.3 Concluzii	34	87
<b>Capitolul 4. Evaluarea energiei valurilor din bazinul Mării Negre și al Mării Caspice</b>	<b>36</b>	<b>89</b>
4.1 Analiza climatului valurilor din Marea Neagră	36	89
4.1.1 Măsurători de satelit	38	92
4.1.2 Măsurători in situ	40	98
4.2 Analiza climatului valurilor din Marea Caspică	42	104

4.3 Concluzii	45	113
<b>Capitolul 5. Analiza și validarea unor rezultate experimentale</b>	<b>46</b>	<b>115</b>
5.1 Concept NEMOS	46	116
5.2 Seturi experiment	47	118
5.2.1 Bazin de valuri	47	118
5.2.2 Model la scar	48	120
5.2.3 Condiții de val	49	120
5.3 Program AQWA – aspecte teoretice	50	121
5.4 Rezultate	51	129
5.4.1 Studiu de caz 1 (CS1): corp fix	51	129
5.4.2 Studiu de caz 2 (CS2): corp mobil	56	135
5.5 Concluzii	58	140
<b>Capitolul 6. Studii privind dezvoltarea fermelor de val și vânt în zona de nord-vest a bazinului Mării Negre</b>	<b>59</b>	<b>142</b>
6.1 Potențialul energetic al vântului din zona de nord-vest a Mării Negre	59	142
6.1.1 Analiza condițiilor de vânt la 80m în lîmbe	61	145
6.1.2 Discuții ale rezultatelor	66	153
6.1.2.1 Studiu de caz 1	66	153
6.1.2.2 Studiu de caz 2	68	156
6.2 Potențialul energetic al valurilor din zona litoralului românesc	69	159
6.3 Concluzii	75	166
<b>Capitolul 7. Studii privind influența unei ferme hibride val-vânt asupra mediului marin din zona litoralului românesc</b>	<b>77</b>	<b>167</b>
7.1 Materiale și metode	77	168
7.1.1 Zona întinse și configurare fermelor hibride val-vânt	77	168
7.1.2 Implementarea sistemului de modelare în zona întinse	79	170
7.2 Evaluarea rezultatelor în spațiul geografic și spectral	81	172
7.3 Concluzii	87	186
<b>8. Considerații finale</b>	<b>88</b>	<b>188</b>
8.1 Discuții asupra studiilor realizate în cadrul tezei de doctorat	88	188
8.2 Contribuții personale și elemente de originalitate	90	191
8.3 Direcții viitoare de cercetare	92	194
<b>Bibliografie selectiv</b>	<b>95</b>	<b>197</b>
<b>ANEXE</b>		
ANEXA 1 – Listă de publicații	100	213
ANEXA 2 – Listă de tabele	-	215
ANEXA 3 – Listă de figuri	-	217

# STRUCTURA TEZEI

Teza este împărțită în opt capitole, cuprinzând o prezentare generală a sistemelor de extracție a energiei regenerabile, fiind urmată de analiza condițiilor de val și vânt din Marea Neagră și Marea Caspică, prezentarea cercetărilor experimentale, elaborarea unor studii de caz pentru litoralul românesc și în final evidențierea contribuțiilor personale și a direcțiilor viitoare de cercetare.

**Capitolul 1 (stadiul actual)** se axează pe identificarea principalelor surse de energie regenerabile care au potențialul de a înlocui complet sau parțial energia produsă din combustibili fosili. De asemenea este prezentată și dinamica proiectelor regenerabile din România, precum și perspectivele de viitor ale acestui sector energetic.

**Capitolul 2 (stadiul actual)** descrie sistemele de extracție a energiei re folosibile din mediul marin (val și vânt) precum și beneficiile care apar din utilizarea resurselor din zonele offshore.

Deoarece identificarea resurselor de val și vânt reprezintă un prim pas în dezvoltarea unor astfel de proiecte, tot în această secțiune sunt indicate succint principalele date și metode folosite în această teză pentru a evalua aceste condiții.

**Capitolul 3 (evaluare climat vânt)** începe cu o descriere generală a zonei Mării Negre. În acest capitol se are în vedere evaluarea caracteristicilor spațiale și sezoniere a condițiilor de vânt (la 10m) din zona bazinului Mării Negre și a Mării Caspice pe baza măsurătorilor in situ sau de satelit și a datelor furnizate de modele atmosferice de reanaliză, cum ar fi cele de la: Centrul European pentru Prognoza Vremii pe termen mediu (ECMWF) și Centrul Național pentru Predicții asupra Mediului (NCEP).

**Capitolul 4 (evaluare climat val)** se axează pe identificarea potențialului energetic al climatului valurilor din Marea Neagră și din Marea Caspică. În prima fază se urmărește analiza statistică a regimului valurilor din aceste regiuni folosind măsurători de satelit, urmând ca la aceste rezultate să se adauge și simulările numerice efectuate în modelul spectral SWAN (doar pentru Marea Caspică).

Pentru Marea Neagră, aceste studii vor fi completate cu măsurători in situ ale unor stații meteo situate în zona de nord-vest a bazinului, mai precis din apropierea litoralului românesc.

**Capitolul 5 (rezultate experimentale)** descrie în prima parte caracteristicile unui nou sistem de extracție a energiei valurilor (NEMOS) precum și detalii legate de testele experimentale efectuate asupra acestui model (la scară redusă) în bazinul de valuri. Pentru validarea rezultatelor experimentale s-a folosit softul ANSYS AQWA, astfel că o scurtă prezentare a programului și a modului cum calculează interacțiunile dintre valuri și structuri (fixe sau plutitoare) a fost introdusă.

Simulările numerice au avut ca scop validarea rezultatelor experimentale care se axează pe două studii de caz: a) corpul este considerat fix; b) corpul se poate deplasa doar pe verticală, celelalte grade de libertate fiind blocate.

Pe baza rezultatelor obținute un alt obiectiv al acestui capitol a fost acela de a identifica noi modele geometrice plecând de la configurația inițială a plutitorului NEMOS, pentru a îmbunătăți performanțele hidrodinamice ale acestui sistem.

**Capitolul 6 (analiză proiecte valuri și vânt)** în prima fază pe baza datelor de vânt și a caracteristicilor tehnice ale unor turbine eoliene se urmărește identificarea cantității de energie produsă de acestea. De asemenea, condițiile de vânt din zona de nord-vest a Mării Negre sunt comparate la nivel global cu cele din zone în care există sau se preconizează să se dezvolte ferme eoliene offshore.

În ceea ce privește eficiența sistemelor de extracție a energiei valurilor (WEC), s-au folosit matricile de putere ale unor sisteme WEC pentru a identifica performanțele teoretice ale acestora în funcție de matricile de mediu ale unor puncte de referință situate în apropierea litoralului românesc (platforma Gloria) și în Marea Nordului (FINO1).

**Capitolul 7 (evaluare impact costier)** își propune să identifice modul cum o fermă hibridă val-vânt formată din sisteme WEC de tip NEMOS (la scară naturală) și turbine de vânt Vestas V80 poate contribui la modificarea regimului valurilor din apropierea zonei Mamaia-Chituc (România). Studiile de caz efectuate se bazează pe simulări numerice realizate în modelul SWAN, care includ analize în spațiul geografic și spectral al evoluției caracteristicilor de val.

**Capitolul 8 (concluzii și contribuții personale)** recapitulează ideile și rezultatele principale prezentate în această teză, indicând în mod concis contribuțiile și rezultatele personale diseminate în articole și manifestări științifice. De asemenea sunt prezentate și câteva direcții de cercetare care pot contribui semnificativ la continuarea și aprofundarea studiilor referitoare la evaluarea și utilizarea resurselor de valuri și vânt, în special pentru zona litoralului românesc.

# OBIECTIVELE TEZEI

Teza intitulat **Studii privind oportunitatea extragerii energiei refolosibile în mediul marin cu aplica ii la bazinul M rii Negre** este dezvoltat în jurul a trei direc ii: a) evaluarea condi iilor de vânt i val din bazinul M rii Negre i a M rii Caspice; b) validarea rezultatelor experimentale i c) identificarea viabilit ii unor proiecte energetice care folosesc resurse de val i vânt în Marea Neagr , raportate în special la zona de nord-vest a bazinului.

În urma analizei literaturii de specialitate i a studiilor existente s-au stabilit urm toarele obiective:

- descrierea surselor de energie regenerabil la nivel global precum i dinamica utiliz rii acestora în România.
- prezentarea stadiului actual al dezvolt rii sistemelor de extrac ie a energiei refolosibile din mediul marin (val i vânt), precum i a sistemelor hibride val-vânt existente la ora actual .
- analiza condi iilor de vânt din bazinul M rii Negre i a M rii Caspice.
- analiza climatului valurilor din bazinul M rii Neagre i a M rii Caspice.
- validarea testelor experimentale pentru un plutitor NEMOS cu ajutorul simul rilor numerice efectuate în programul ANSYS AQWA.
- efectuarea de studii de optimizare hidrodinamic în vederea identific rii unor noi configura ii geometrice ale plutitorului NEMOS.
- identificarea performan elor energetice ale unor turbine de vânt amplasate în zona de nord-vest a bazinului M rii Negre.
- compararea condi iilor de vânt din zona de nord-vest a M rii Negre cu cele din zonele offshore în care opereaz sau se preconizeaz a se dezvolta parcuri eoliene.
- identificarea performan elor energetice ale unor sisteme WEC raportate la condi iile de val din zona de nord-vest a bazinului M rii Negre i din Marea Nordului.
- evaluarea în spa iul geografic i spectral a impactului pe care îl are o ferm hibrid val-vânt asupra zonei costiere din apropierea litoralului românesc folosind modelul spectral SWAN.
- diseminarea rezultatelor ob inute în articole tiin ifice i conferin e interna ionale.



## CAPITOLUL 1

# STADIUL ACTUAL AL UTILIZĂRII ENERGIEI REFOFOSIBILE

### 1.1 Surse de energie regenerabil

În prezent o cantitate semnificativă din energia produsă la nivel global provine din prelucrarea petrolului, gazelor naturale sau a elementelor radioactive care sunt considerate a fi surse neregenerabile deoarece odată folosite ele nu mai pot fi înlocuite. În ultimii ani o atenție deosebită a fost acordată utilizării resurselor regenerabile care spre deosebire de sursele convenționale de energie extrase din scoarța pământului acestea au capacitatea de a se regenera în mod natural [1].

Energia regenerabilă are mai multe forme care depind (direct sau indirect) în mare parte de energia solară. În mod direct această energie poate fi folosită pentru încălzire prin intermediul colectoare solare sau pentru a produce electricitate cu ajutorul sistemelor fotovoltaice. Energia eoliană și cea hidroelectrică pot fi considerate manifestări indirecte fiind influențate de încălzirea diferită a suprafețelor pământului de către soare, care duce la deplasarea maselor de aer și la formarea de precipitații prin evaporarea particulelor de apă. Energia din biomasă rezultă în urma proceselor de fotosinteză, în care lumina solară are un rol semnificativ în creșterea plantelor.

La nivel European există deja planuri de a folosi astfel de resurse, unul din cele mai ambițioase programe fiind EUROPE 2020 [2] prin care se dorește reducerea emisiilor poluante cu cel puțin 20% în comparație cu nivelul din 1990 sau cel puțin cu 30% într-un scenariu mai optimist. De asemenea se are în vedere creșterea aportului de energie regenerabilă la consumul total al comunității europene cu cel puțin 20% și o creștere de circa 20% în ceea ce privește eficiența energetică.

Beneficiile care rezultă din utilizarea resurselor naturale sunt unanim acceptate, dar la ora actuală nu sunt considerate a fi foarte atractive deoarece nu pot concura cu prețul energiei obținut din combustibilii fosili. Pe termen lung folosirea resurselor naturale prezintă potențialul de a susține consumul de energie care în ultimii ani la nivel global aproape că s-a triplat [3], contribuind de asemenea la reducerea emisiilor nocive rezultate în urma arderii combustibililor fosili [4].

De multe ori sistemele regenerabile sunt criticate pentru intermitența resurselor naturale și pentru cantitatea de energie pe care o pot furniza, dar cu toate acestea la ora actuală acest sector înregistrează o dezvoltare semnificativă [5, 6]. Unul din cele mai bune

exemple fiind energia vântului care dintre toate sursele de energie neconvenționale iese în evidență cu o industrie competitivă și o creștere tehnologică impresionantă [7].

Începând cu 1980, turbinele comerciale de vânt au evoluat de la capacități de 25kW și diametre ale rotorului de 8m ajungând în prezent la capacități de 2.5MW și diametre de 90m, existând potențialul ca în zonele offshore să se implementeze sisteme de cel puțin 4MW [8]. În prima fază, structurile de susținere a turbinelor erau de tip jacket, ajungându-se treptat la folosirea unor structuri de tip turn care sunt mai ușor de implementat având de asemenea și o amprentă minimă asupra solului. În schimb pentru zonele offshore cu adâncimi mari ale apei (>40m) se observă un trend opus folosindu-se tot mai mult structurile de tip jacket (la fel ca în industria petrolieră) urmărindu-se de asemenea și dezvoltarea unor platforme plutitoare [9].

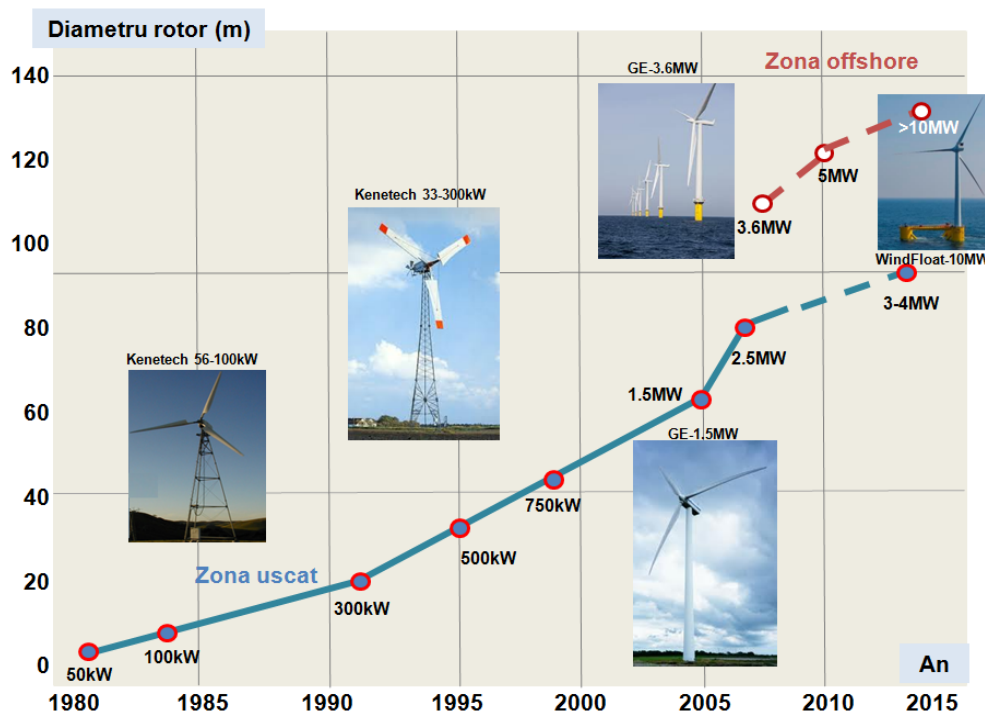


Figura 1.1 Evoluția turbinelor de vânt [10]

Industria eoliană este sectorul cu cea mai rapidă dezvoltare în ultimii ani, în care la nivel European se înregistrează o capacitate cumulată în creștere care a pornit de la 2.5GW (1995), 12.8GW (2000), 40.5GW (2005) și ajungând la 94GW (în 2011). Raportat la 2011 cele mai mari capacități instalate sunt înregistrate în Germania (29.1GW), Spania (21.7GW) fiind urmate de Franța, Italia și Marea Britanie cu aproximativ 6.7GW [11]. Marea Britanie intră în acest top datorită proiectelor eoliene dezvoltate în zonele offshore.

Raportat la energia intern produsă la sfârșitul anului 2011, din această resursă naturală Danemarca își asigură 26%, Spania și Portugalia 16%, Germania 11% în timp ce România înregistrează doar 4%.

## 1.2 Dinamica extragerii energiei refolosibile în România

Ca stat membru UE, România trebuie să se alinieze cerințelor prevăzute în Directiva 2001/77/EC care stipulează că din totalul de energie produs la nivel național o parte să fie obținută gradual din resurse regenerabile, într-un procent de 33% în 2010, 35% în 2015 și de 38% în 2020 [12].

Raportat la anul 2008 energia produsă din resurse regenerabile a înregistrat un procent de 26.02% fiind asigurată în mare parte din hidroelectricitate și energia eoliană (0.02%), în timp ce la sfârșitul anului 2010 s-a înregistrat un procent de 35% (20.2TWh) obținut în urma punerii în funcțiune a unor capacități eoliene de 466MW și de performanțe bune obținute de hidrocentrale [13]. În 2011 s-a raportat un total de 30.96% din care 27.71% (hidroelectricitate), 2.07% (energie eoliană), fiind și primul an în care s-au raportat valori semnificative din biomasă (1.18%) [14].

Din aceste date se poate observa că hidrocentralele furnizează o mare parte din energie care variază în funcție de anii secetoși (ex: 2011) și există o contribuție în creștere a unor alte surse, cum ar fi cea eoliană care în prezent înregistrează o capacitate instalată de 950MW existând premisele unei creșteri anuale de 400-500MW în următorii ani [15].

O problemă care apare în urma dezvoltării rapide a pieței energetice regenerabile o constituie capacitatea limitată a rețelei electrice naționale de a prelua această cantitate de energie, fiind necesare lucrări de modernizare în condițiile în care doar în 2010 Transelectrica (principalul furnizor de energie) a primit cereri de racordare la sistemul național care însumează în jur de 11000MW [16].

România este caracterizată de o mare diversitate a formelor de relief ceea ce o face unică în Europa în privința potențialului surselor de energie regenerabile. În Figura 1.2 se poate observa distribuția generală a acestor resurse pe regiuni geografice, în care fiecare are specificul ei. Delta Dunării poate fi considerată un bun surs de biomasă și energie solară, numeroasele râuri din Munții Carpați pot fi folosiți pentru hidroelectricitate în timp ce în Dobrogea se pot implementa sisteme care se bazează pe energie solară și eoliană.

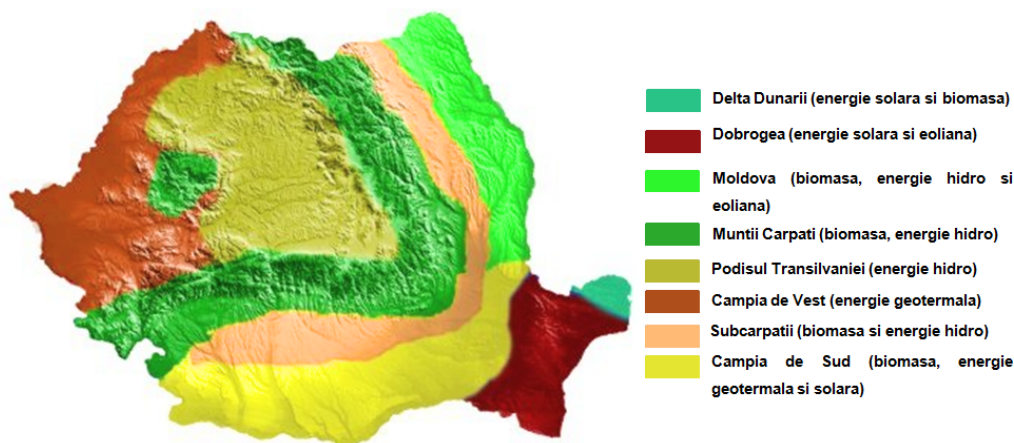


Figura 1.2 Distribuția resurselor regenerabile în România [17]

Având în vedere deschiderea României la Marea Neagră în viitorul apropiat se pot adăuga noi surse cum ar fi energia vântului din zonele de larg sau energia valurilor din zonele offshore, care sunt considerate a fi surse viabile în numeroase zone din Europa.

Din analiza condițiilor de vânt anuale (la 50m înălțime) prezentate în Figura 1.3 se poate observa că cele mai energetice regiuni se află în Munții Carpați și Delta Dunării unde viteza medie a vântului depășește 10m/s, în timp ce pe locul secund se situează Dobrogea și unele zone din Moldova cu valori cuprinse în intervalul 6-9m/s.

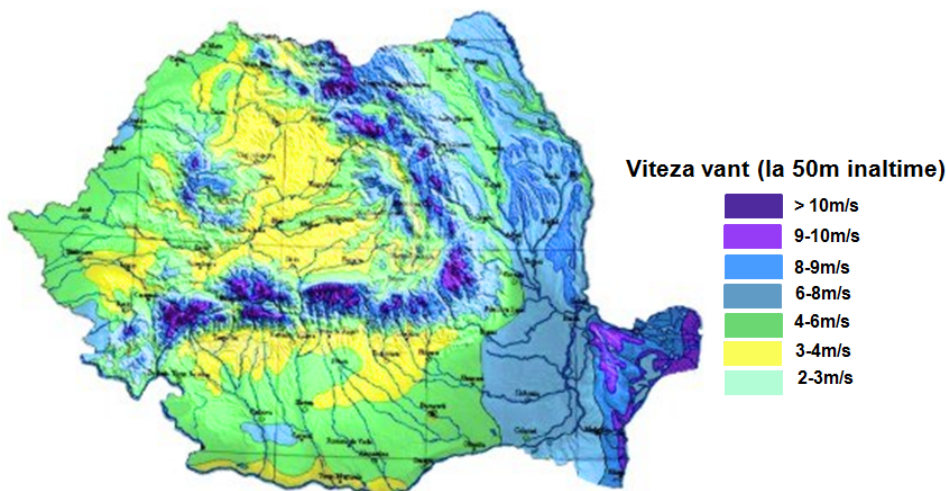


Figura 1.3 Distribuția vitezei medii anuale a vântului în România raportată la o înălțime de 50m [17]

Un alt domeniu de viitor îl reprezintă energia solară care la ora actuală este utilizată foarte puțin. Cele mai bune zone sunt prezentate în Figura 1.4, fiind situate în Câmpia de Sud, Dobrogea și Delta Dunării în care se înregistrează valori anuale de circa 1300KWh/m<sup>2</sup>. În ceea ce privește energia geotermală, cele mai favorabile zone sunt situate în Câmpia de Vest unde la adâncimi de 3km se înregistrează temperaturi de circa 130<sup>0</sup>, existând un potențial teoretic anual cuprins între 80 și 150 MW/m<sup>2</sup> [18].

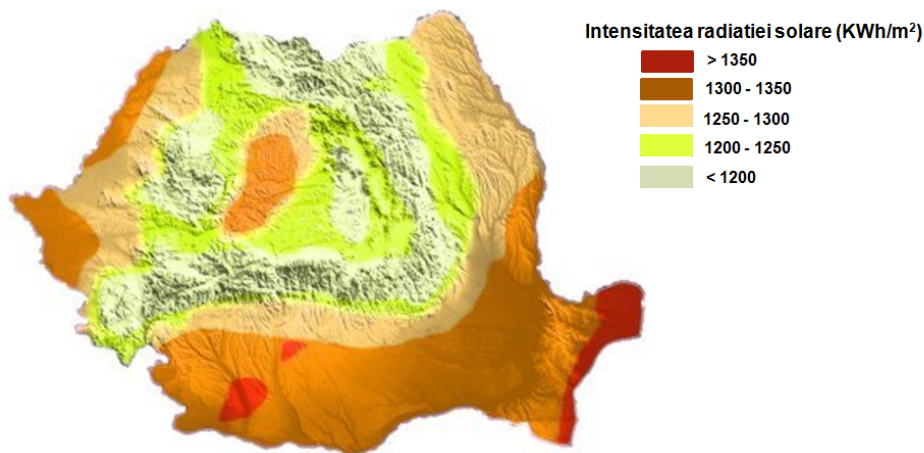


Figura 1.4 Intensitatea radiației solare (kWh/m<sup>2</sup>) [17]

Una din cele mai vechi surse energetice din țara noastră este energia hidroelectrică. Cel mai mare proiect de acest gen este amplasat pe Dunăre, fiind format din ansamblul de hidrocentrale Porțile de Fier I și II dezvoltat în urma colaborării dintre România și Iugoslavia. Centrala Porțile de Fier I a fost pusă în funcțiune în 1970 și are o capacitate totală de 2160MW fiind situată în apropierea orașului Drobeta Turnu Severin în timp ce Porțile de Fier II sunt situate la 60km în aval față de acest oraș având o capacitate totală de 500MW [19]. Din energia electrică produsă de aceste două proiecte, României îi revine doar jumătate din această cantitate.

Cea mai mare parte a centralelor au fost dezvoltate în perioada 1965-1988 și sunt amplasate pe râurile inferioare, dintre acestea putând fi menționate: Lotru Ciunget (510MW), Râul Mare Retezat (335MW), Mărișelu (220MW), Vidraru (220MW) și Stejaru (210MW) [20, 21].

Din datele furnizate de Transelectrica [22] pentru luna Octombrie 2012 erau înregistrate contracte de racordare pentru proiecte care însumau 186MW, dintre care cea mai mare capacitate o are centrala Cornești-Robești din județul Vâlcea cu circa 37MW.

Pentru sistemele fotovoltaice [22] s-au înregistrat cereri pentru conectarea la rețeaua națională pentru aproximativ 521MW, cele mai importante proiecte fiind dezvoltate în: Segarcea (Dolj) - 48MW, Pietroani (Teleorman) - 20MW, Grojdibodu și Osica de Sus (Olt) - 9.9MW.

În schimb cele mai multe cereri sunt raportate pentru turbinele eoliene, care cumulează în jur de 14045MW, cele mai multe proiecte fiind situate în Constanța (78) - 4533MW instalații, Tulcea (61) - 2470MW, Galați (35) - 1124MW. Se poate observa că cele mai importante proiecte dezvoltate la ora actuală sunt concentrate în apropierea litoralului românesc, și pe măsură ce aceste zone de uscat vor fi folosite la maximum este de așteptat în viitorul apropiat să se dezvolte parcuri eoliene în zonele marine din apropiere.

În Figura 1.5 este prezentat o fermă de vânt formată din turbine Vestas 2MW, dezvoltată în zona Moldova-Galați.



Figura 1.5 Fermă de vânt din zona Moldova-Galați [23]

### **1.3 Concluzii**

La nivel global se observă un interes în creștere pentru utilizarea surselor de energie regenerabile, fiecare ar folosind resursele naturale pe care le are la dispoziție. Uniunea Europeană dorește să promoveze astfel de proiecte (prin programul EUROPE 2020) care să asigure un portofoliul energetic cât mai divers și să contribuie la reducerea consumului de combustibili fosili.

În prezent, dintre toate resursele naturale menționate, cele mai bune rezultate sunt înregistrate de industria eoliană care beneficiază de o largă distribuție a resurselor de vânt la nivel global și de utilizarea pe scară largă a unui singur tip de turbină (modelul danez cu trei palete).

România se încadrează în cerințele prevăzute de Uniunea Europeană în special prin energia furnizată de hidrocentrale, înregistrându-se un aport semnificativ și al energiei produsă de parcuri eoliene sau fotovoltaice. Având în vedere deschiderea României la Marea Neagră pe lângă rezervele de hidrocarburi descoperite în ultima vreme, mai pot fi luate în considerare și resurse de val și vânt din apropierea zonelor costiere.

## CAPITOLUL 2

# ENERGIA REFOLOSIBIL ÎN MEDIUL MARIN

### 2.1 Utilizare energiei vântului în zonele offshore

Cu toate ca fermele de vânt nu produc emisii poluante furnizând energie electrică la un preț aproape similar cu cel obișnuit din centralele convenționale [24-26], dezvoltarea unor astfel de proiecte nu este considerată întotdeauna benefică în zonele de uscat existând numeroase proteste de tip NIMBY (*not in my back yard*).

Regiunile offshore pot fi considerate potrivite pentru dezvoltarea unor ferme eoliene datorită condițiilor de vânt mai energetice și mai stabile decât în zonele de uscat, ceea ce permite obținerea unei cantități de energie mai semnificative și o durată de viață mai mare a turbinelor instalate [27].

Un alt aspect care recomandă zonele offshore pentru amplasarea unor astfel de proiecte îl constituie creșterea în capacitate a turbinelor de vânt care în zonele de uscat poate fi limitată de doi factori. Primul din acestea este legat de infrastructura existentă care nu este potrivit transportului de piese agabaritice (limită de greutate, înălțime etc) iar cel de-al doilea se referă la înălțimea la care operează turbinele de vânt (60-80m) existând puține echipamente de ridicat care să manipuleze greutatea mare la acest nivel.

În zonele marine aceste dezavantaje nu există, fiind posibil în unele cazuri transportul la locul de instalare a unor turbine complet echipate, un bun exemplu în acest sens fiind ferma offshore Beatrice din apropierea Scoției [28, 29].

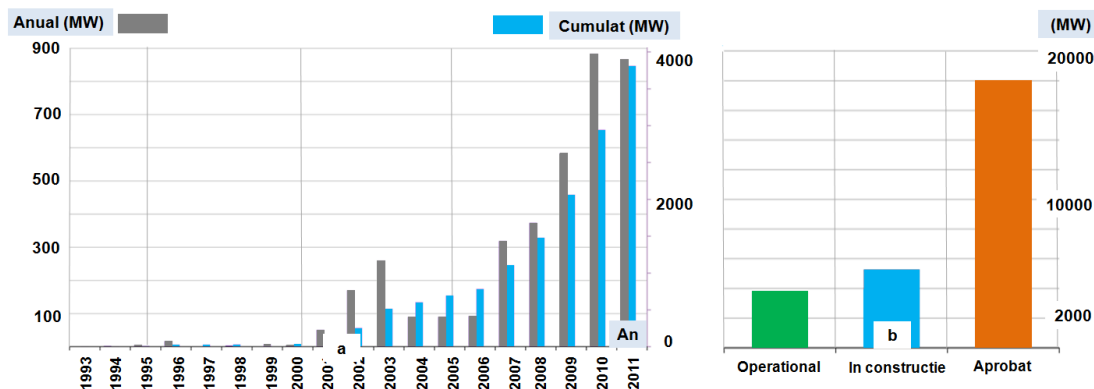
Dinamica industriei eoliene offshore este reflectată și de activitatea producătorilor de turbine de vânt, care doar în perioada 2010-2011 au lansat 51 de modele noi [30], accentul fiind pus pe utilizarea de materiale compozite și pe dezvoltarea unor sisteme plutitoare, cum ar fi de exemplu turbina WindFloat [31].

Europa este lider la nivel global în acest domeniu, cu prima fermă offshore instalată (1991) în Danemarca [32]. În 2007, existau 25 de astfel de proiecte care însumau o capacitate de 1.1GW, în timp ce la sfârșitul anului 2011 s-a ajuns la 3.3GW obișnuit cu ajutorul a 49 de ferme offshore amplasate în zonele costiere din Danemarca, Germania sau Marea Britanie [30].

În Figura 2.1 este prezentată evoluția industriei eoliene offshore la nivel European pentru perioada 1993-2011. Din analiza evoluției anuale și cumulate a pieței (Figura 2.1a) se poate observa că în 2006 se înregistrează o capacitate cumulată de circa 800MW, care începând cu 2007 a înregistrat o creștere semnificativă ajungând în 2009 la o valoare de

2000MW (600MW anual), în timp ce la sfârșitul anului 2011 erau raportate 4000MW (850MW anual).

Analizând datele statistice raportate la nivel European pentru 2011 (Figura 2.1b), se pot observa perspectivele de viitor ale acestei industrii care raporta în diverse stadii de construcție aproximativ 5000MW, cu 1000MW mai mult față de capacitatea existentă. În schimb proiectele offshore aprobate depășesc cu mult aceste valori ajungând la circa 20000MW.



**Figura 2.1** Evoluția industriei eoliene offshore din Europa din perioada 1993-2011 [30], în care: a) capacitatea instalată (în MW); b) stadiul actual raportat la nivel European la sfârșitul anului 2011.

În 2012 [33] cele mai mari ferme offshore din lume erau dezvoltate în Marea Britanie, dintre care cele mai importante proiecte erau: Greater Gabbard (504MW), Walney (367MW), Sheringham Shoal (315MW) și Thanet (300MW). Alte proiecte de acest gen din Europa sunt: Thorntonbank (Belgia) – 215MW, Horns Rev II (Danemarca) – 209MW și Egmond aan Zee (Olanda) – 108MW. Din afară Europei singura țară care prezintă capacități semnificative este China cu aproximativ 434MW obținute prin fermele offshore: Chenjiagang, Longyuan Rudong și Donghai Bridge.

## 2.2 Sisteme de extracție a energiei valurilor

Poate cea mai importantă resursă energetică din mediul marin este cea a valurilor, care reprezintă de fapt o formă concentrată a energiei solare. Principala sursă de generare o constituie vântul care acționează pe interfața aer-apă transmițând o parte din energia sa. În producerea valurilor cei mai importanți factori sunt: intensitatea vântului, perioada de timp cât acesta acționează și mărimea zonei pe care se manifestă (denumită *fetch*).

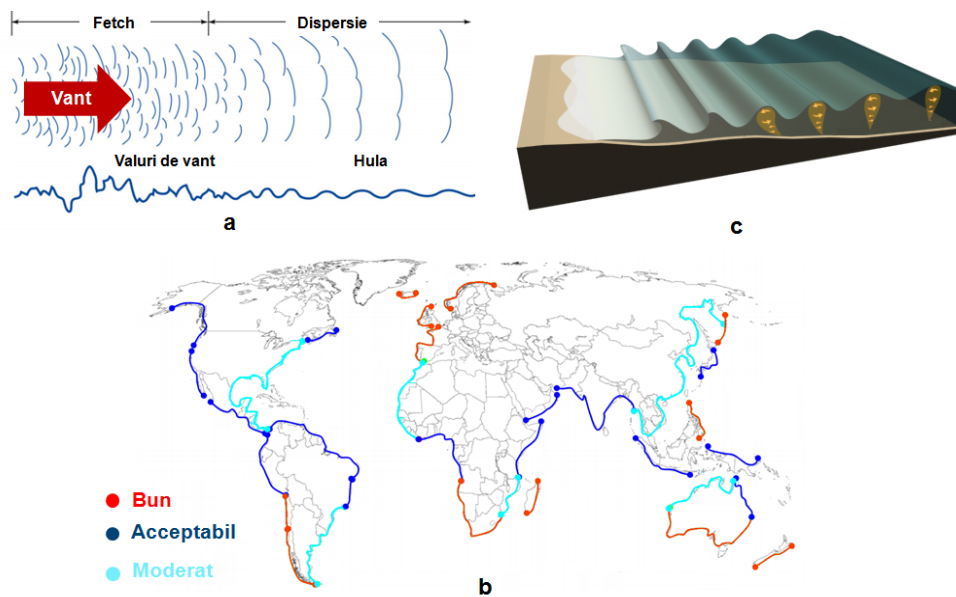
Aceste caracteristici influențează cantitatea de energie conținută în valuri, un exemplu în acest sens fiind mările închise (ex: Marea Neagră) care deși prezintă în unele cazuri condiții de vânt similare cu cele din zonele oceanice, ele nu au o zonă de *fetch* suficient de mare pentru ca valurile să ajungă la stadiul de mare complet dezvoltat.



Pe măsură ce valurile ating un anumit grad de saturație, ele pierd zona de generare în urma unui proces de dispersie în care se face o separare între valurile scurte și valurile lungi, rezultând astfel valurile de hula (Figura 2.2a). De asemenea în apropierea zonelor costiere se mai întâlnesc și valuri de vânt, care sunt produse de vânturile locale, acestea având un aspect neregulat și o cantitate redusă de energie. Principala caracteristică a valurilor de hula este că sunt buni agenți de transport ai energiei pe distanțe mari (sute de kilometri), cu pierderi minime, disipând în final această energie în apropierea zonelor costiere.

La nivel global regiunile din emisfera nordică (Oceanul Atlantic) sau din Oceanul Pacific (în sud) sunt considerate a fi mai energetice (Figura 2.2b) deoarece sunt cele mai expuse acțiunii vânturilor globale, prezentând de asemenea și zone de fetch semnificative. Un bun potențial ( $>60\text{kW/m}$ ) îl au regiunile costiere estice din apropierea Europei, Americii de Sud, Australia sau Noii Zeelande în timp ce zone acceptabile ( $15\text{-}60\text{kW/m}$ ) se întâlnesc în America de Nord și în estul Asiei [34-36].

La nivel local există mai multe constrângeri care influențează performanțele sistemelor WEC, unul din acestea fiind dat de reducerea cantității de energie conținută în valuri prin propagarea acestora în zone cu apă puțin adânc (Figura 2.2c) unde se manifestă efecte disipative cum ar fi frecarea cu fundul mării, spargerea valurilor sau interacțiuni între valuri.



**Figura 2.2** Caracteristici ale valurilor: a) generare și dispersie; b) distribuție energie la nivel global; c) propagarea în apă puțin adânc.

Principala diferență dintre industria eoliană și cea a sistemelor WEC este dat de faptul că apa are o densitate de circa 800 ori mai mare decât aerul, astfel că energia care poate fi obținută din valuri este mult mai consistentă. De asemenea, având în vedere faptul că valurile își au originea în zone situate la distanțe mari față de țărm, este posibil cu ajutorul

modelelor numerice s se evalueze în avans energia valurilor pentru intervale de câteva zile.

### 2.2.1 Clasificare sisteme WEC

Energia total a valurilor este compus din dou componente: energie poten ial care rezult din deplasarea maselor de ap în raport cu nivelul mediu al m rii i energie cinetic care apare din mi care particulelor de ap . Aceasta distribu ie a energiei permite dezvoltarea unei game largi de sisteme de extrac ie a energiei valurilor, fapt ilustrat de num rul mare de concepte WEC (peste 1000) proiectate în special în Europa [37]. La toate acestea se adaug i diverse posibilit i de a transforma energia mecanic (din valuri) în energie electric prin intermediul unor instala iilor hidraulice sau pneumatice.

Un prim mod de a clasifica sistemele WEC este prin raportarea pozi iei de instalare la linia rmului: pe rm, în ap pu in adânc i în ap adânc . Sistemele aflate în zona rmului prezint avantajul c pot fi realizate i între inute mult mai u or, permi ând de asemenea o integrare rapid în sistemele energetice locale. Cantitatea redus de energie din acest zon prezint un dezavantaj, care poate fi redus prin alegerea unor zone în care energia valurilor este concentrat în mod natural (*hot spots*).

Zonele cu ap pu in adânc sunt cele în care adâncimea apei nu dep e te jum tate din lungimea de val [38], fiind preferate pentru instalarea unor sisteme WEC cu performan e energetice medii. În ultima perioad un interes deosebit s-a acordat dezvolt rii sistemelor WEC din zone cu ap adânc (offshore) care prezint cele mai bune performante energetice, dar care în acela i timp trebuie s reziste mediului agresiv marin în care lucreaz .

O alt clasificare a sistemelor WEC se poate face în func ie de modul cum acestea capteaz energia din valuri, existând trei categorii importante: punct absorbitor, atenuator i terminator.

#### 2.2.1.1 Punct absorbitor

Acesta este un sistem WEC oscilant care are unul sau mai multe grade de libertate [39] i care capteaz energia din mi carea vertical a valurilor (din toate direc iile). Are în componen un plutitor care se deplaseaz sub ac iunea valurilor i o funda ie fix sau plutitoare, diferen a de mi care dintre cele dou sisteme fiind convertit în energie electric . Aceste sisteme au posibilitatea de a fi ajustate pentru a rezona cu valurile din zon [40, 41] ob inând astfel performan e energetice mai bune.

Un astfel de sistem este AquaBuOY, care este destinat zonelor offshore. Prin intermediul p rii plutitoare care are un diametru de 6m, se poate ob ine o cantitate anual de energie de circa 540MWh, corespunz tor unei puteri medii de 63kW ob inu i de AquaBuoy dintr-un climat al valurilor de 33kW/m [42]. Mi carea pe vertical a plutitorului

este transmis unui piston care presurizează apa de mare aflat în sistem, trimiând-o direct la o turbină care generează electricitate.

Datorită principiului de funcționare simplu, similar cu cel al unei balize de navigație acest sistem are potențialul de a rezista în mediul marin pentru o perioadă de minim 20 de ani [43].

### **2.2.1.2 Atenuator**

Sunt sisteme plutitoare (semi-imerse) amplasate paralel cu direcția de propagare a valurilor incidente, care absorb progresiv o parte din energia acestora pe măsură ce valul se propagă [44]. Prin configurarea liniilor de ancorare se asigură o mai mare libertate de mișcare a sistemelor WEC, care permite în același timp ajustarea poziției acestora odată cu schimbarea direcției de propagare a valurilor.

Ca principiu de funcționare, acestea sunt realizate din secțiuni cilindrice plutitoare, articulate între ele, care sub acțiunea valurilor se mișcă independent producând electricitate prin intermediul unor sisteme hidraulice sau pneumatice.

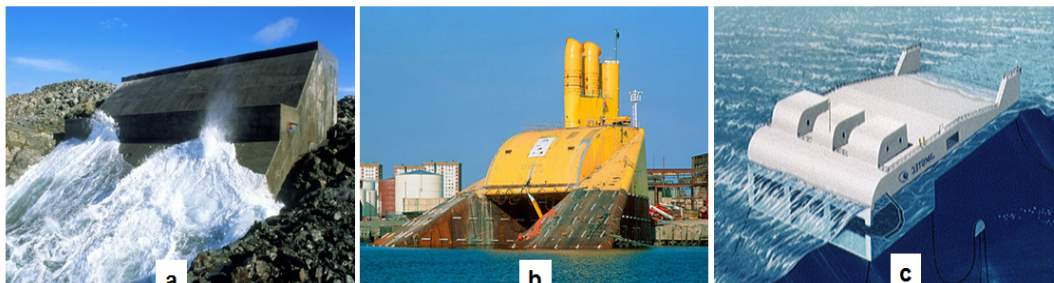
Cel mai bun exemplu este sistemul Pelamis P2 [45] care are o capacitate de 750kW și este destinat să lucreze în zone cu adâncimi ale apei mai mari de 50m. La fel ca majoritatea sistemelor WEC, conceptul Pelamis este inspirat din natură, forma acestuia fiind similară cu cea a unui arpe de mare care îi dă și numele. Sistemul este compus din 5 secțiuni cilindrice (articulate între ele) care au un diametru de 4m și o lungime totală de 180m, care însumează o greutate de 1350 tone. Acest sistem este caracterizat de o eficiență de 70% [46], obținută prin intermediul sistemului hidraulic ce poate fi ajustat pentru diverse stări ale mării obținând performanțe bune chiar și pentru condiții mai puțin energetice.

Protecția sistemului Pelamis în condițiile extreme este asigurată chiar de forma și configurația acestuia care îi permite să urmărească panta valurilor și nu înălțimea acestora, trecând astfel prin valurile mari, caracteristică ce duce la eliminarea deplasărilor extreme ale secțiunilor plutitoare.

### **2.2.1.3 Terminator**

Acestea sunt sisteme WEC orientate paralel cu crestele de val, având ca principiu de funcționare captarea sau reflexia valurilor. Cele mai des întâlnite sunt cele de tip coloană de apă oscilant (OWC), care au fost și cele mai intens studiate, sistemul Limpet fiind unul din acestea [47]. Ca principiu constructiv sistemele sunt formate dintr-o încălț realizată din oel sau beton care are cel puțin două deschideri, cu una din acestea situată sub suprafața apei. Sub acțiunea valurilor nivelul liber al apei din interiorul camerei oscilează deplasând aerul din încălț (la fel ca un piston) prin paletele unei turbine bidirecționale.

Astfel, se folosește curgerea aerului în ambele direcții, atât în faza de compresie cât și în faza de decompresie pentru a genera energie [48]. Alte sisteme care folosesc aceeași tehnologie sunt Osprey și Mighty Whale, cu mențiunea că acestea sunt plutitoare.



**Figura 2.3** Sisteme terminator (OWC): a) Limpet; b) Osprey si c) Mighty Whale

## 2.2.2 Sisteme hibride val-vânt

Spre deosebire de centralele pe combustibili fosili care furnizează energie electrică în mod constant, o problemă care apare frecvent în utilizarea resurselor naturale o reprezintă variabilitatea acestora [49]. Una din soluții o constituie dezvoltarea unor proiecte hibride care combina mai multe resurse regenerabile, obținându-se în acest mod beneficii superioare decât cele furnizate doar de o singură tehnologie [50, 51]. Prin diversificarea portofoliului surselor de energie regenerabile se dorește în final obținerea unui sistem energetic stabil care să asigure energie la orice oră, la un preț acceptabil reprezentând o alternativă viabilă pe termen lung la sursele tradiționale de energie.

În mediul marin cea mai indicată soluție la ora actuală o reprezintă utilizarea resurselor de val și vânt în cadrul unor ferme energetice hibride. În comparație cu condițiile de vânt care pot prezenta variații semnificative în timp (ore, luni, sezoane) valurile sunt mult mai stabile identificându-se mult mai ușor cantitatea de energie care poate fi extrasă în orice moment. Cu toate că există o strânsă legătură între generarea valurilor și condițiile de vânt, nu întotdeauna vârfurile energetice ale celor două resurse coincid pentru o anumită regiune, existând cazuri în care energia valurilor să fie importantă (valuri de hulk) dar fără condiții de vânt semnificative [52].

Un alt avantaj al combinării celor două resurse îl constituie creșterea numărului de zone favorabile dezvoltării unor astfel de sisteme care prezintă caracteristici energetice moderate, devenind tot mai atractivă ideea dezvoltării unor astfel de proiecte nu doar în zone oceanice cât și în regiuni cum ar fi bazinul Mării Negre.

La ora actuală nu există nici un proiect care să combine aceste două resurse folosind turbine de vânt sau sisteme WEC aflate în faza de comercializare/precomercializare și cel mai probabil viitorul acestui sector constă în dezvoltarea unor concepte WEC care să folosească infrastructura parcurilor eoliene offshore. Astfel fermele de val pot fi conectate la cablurile de transport a energiei electrice, eliminându-se costurile aferente dezvoltării unei astfel de rețele precum și utilizarea structurii de rezistență a turbinelor pentru a instala sistemele WEC care îmbunătățesc semnificativ suprafețarea acestora în mediul marin.

De asemenea prin simpla poziționarea a sistemelor WEC pe direcția valurilor incidente se reduc semnificativ forțele din valuri care acționează asupra stâlpului turbinei

asigurându-i o durată de viață mai mare prin eliminarea unor solicitări care pot influența funcționarea turbinei.

Un astfel de sistem este Wave Trader [53] dezvoltat de compania Green Ocean Energy Ltd. Acesta este compus din două brațe hidraulice fixate pe turbina de vânt, la capătul cărora se află câte o secțiune plutitoare. Sub acțiunea valurilor cele două brațe se ridică și coboară, presurizând fluidul din interiorul cilindrilor hidraulici care vor acționa în final un generator electric. Acest ansamblu se poate roti în jurul turbinei permițându-i o mai bună poziționare pe direcția valurilor incidente și de asemenea prin intermediul sistemului hydraulic încorporat se poate ajusta poziția celor două flotoare pentru a face față furtunilor sau mareelor.

Cu o lungime a secțiunilor plutitoare de 20m și o lungime a brațelor de 50m se estimează că un astfel de sistem va avea o capacitate de circa 500-700kW și o perioadă de funcționare de 25 ani. Un alt proiect similar aflat de această dată în fazele inițiale de cercetare este NEMOS [54] despre care se va discuta mai pe larg în Capitolul 5.



Figura 2.4 Wave Trader [53]

O categorie specială de sisteme hibride val-vânt sunt cele plutitoare cum este cazul centralei Poseidon, care are în componență o serie de pontoane ce captează energia din valuri. Versiunea testată la ora actuală (denumită P37) are o lungime de 37m, o greutate de 350 de tone și o capacitate totală de 11kW.



Figura 2.5 Poseidon P37

Varianta final de 16MW va avea o lungime de 230m și o greutate de 20000-30000 tone, la care se vor adăuga 3 turbine de vânt, fiecare cu o capacitate de 2MW [55].

## 2.3 Concluzii

După criza petrolului din 1970, atenția cercetătorilor s-a îndreptat către producerea de energie electrică din surse naturale cum ar fi cea a vântului care de secole a fost folosit datorită faptului că reprezintă o sursă de energie care este gratuită și inepuizabilă. În prezent, există tendința de a dezvolta ferme de vânt în zonele offshore care oferă condiții de vânt potrivite pentru astfel de proiecte, existând deja o capacitate instalată de aproximativ 600MW în zonele costiere din apropierea Europei.

Dintre toate resursele regenerabile dezvoltate la ora actuală, utilizarea energiei valurilor reprezintă un domeniu în dezvoltare cu un potențial energetic semnificativ. Acest lucru se datorează faptului că densitatea de energie este mult mai consistentă decât în cazul altor resurse naturale (ex: vântul), caracteristicile distructive ale valurilor fiind cunoscute de-a lungul istoriei, în special prin efectele pe care le pot avea asupra navelor sau a structurilor offshore.

Pentru a reduce din variabilitatea celor două resurse naturale, o soluție constă în dezvoltarea unor ferme energetice hibride val-vânt ale căror sisteme tehnologice pot utiliza aceeași infrastructură furnizând o cantitate de energie mai mare pentru o singură zonă.

## CAPITOLUL 3

# ANALIZA CONDIȚIILOR DE VÂNT DIN ZONA MĂRII NEGRE ȘI A MĂRII CASPICE

### 3.1 Evaluarea climatului vântului din Marea Neagră

Marea Neagră este un bazin închis, situat în interiorul continentului reprezentând cea mai izolată unitate a Oceanului Planetar care la nivel european, se situează pe locul 3 ca mărime, după Marea Mediterană și Marea Nordului. În partea de sud-vest, aceasta este legată de Marea Marmara prin intermediul strâmtorii Bosfor care are o lungime de 30km și o lățime de 0.7-3.6km, în timp ce în partea de nord aceasta este legată de Marea Azov prin intermediul strâmtorii Kerci.

Datorită poziției geografice climatul Mării Negre este influențat de masele de aer continentale, polare și tropicale care se propagă din mai multe direcții. Masele de aer tropicale apar datorită vânturilor din sud-vest care sunt specifice bazinului Mediteranei, în timp ce în perioada de iarnă prezența maselor de aer polare din zonele de nord și nord-est contribuie semnificativ la apariția unor temperaturi scăzute și la formarea furtunilor [56].

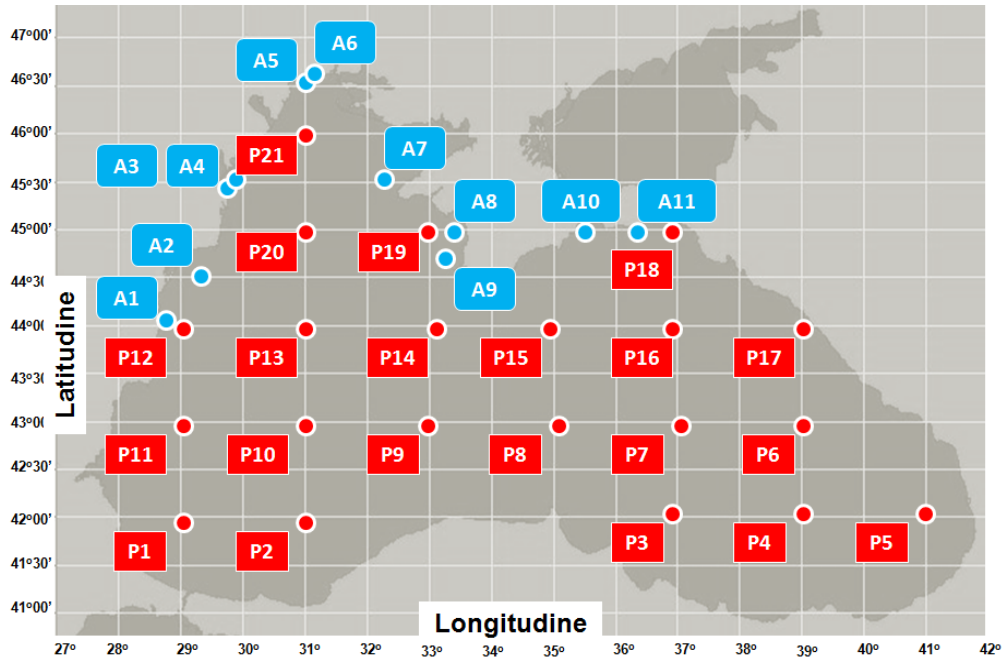
Pe termen scurt circulația maselor de aer este influențată de prezența fenomenului NAO (*North Atlantic Oscillation*) și de fenomenul ENSO (*El Niño–Southern Oscillation*) care duc la formarea de cicloni și la transportul maselor de aer rece în apropierea suprafeței apei [57, 58]. Combinarea sistemelor NAO și ENSO influențează apariția furtunilor din apropierea Mediteranei, fiind implicate direct în dezvoltarea ciclonilor [59].

În anumite regiuni, cum ar fi cele din apropierea munților Caucaz și Pontici, distribuția generală a maselor de aer este modificată ducând la apariția unor fenomene locale, care pot înregistra valori extreme. Un astfel de exemplu este vântul Bora, care apare în apropierea regiunii Novorossiysk (Rusia) din nord-estul Mării Negre. Acesta se manifestă în apropierea munților Caucazul de Jos, fiind provocat de trecerea maselor de aer polare către Marea Neagră prin trecătoarea Kolkhida [60].

#### 3.1.1 Măsurători de satelit

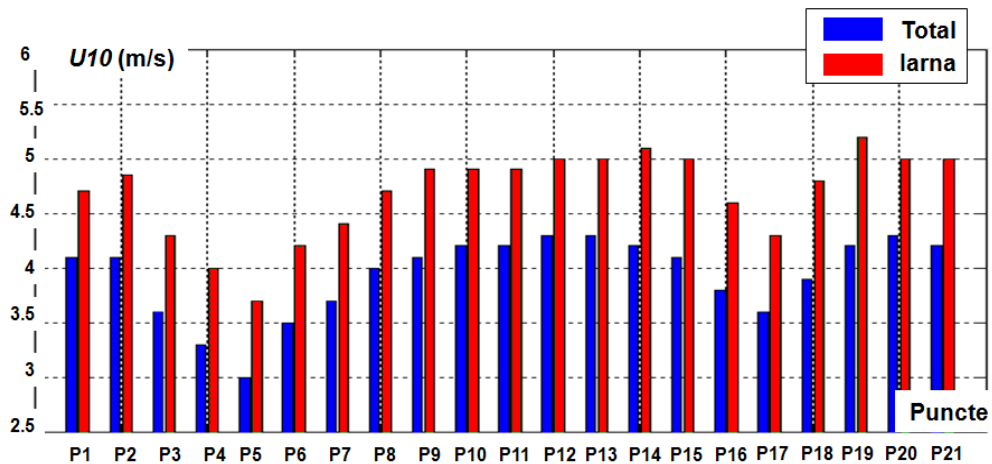
Pentru a identifica variațiile sezoniere și spațiale ale condițiilor de vânt din zona bazinului Mării Negre s-au considerat într-o primă fază măsurători de satelit (la 10m) furnizate de AVISO, acestea acoperind perioada: Decembrie 2006-Martie 2011.

Pentru zona Mării Negre s-a considerat o grilă spațială cu o distanță de  $1^\circ$  între noduri, de-a lungul creșterii s-au ales 21 de puncte de referință (notate de la P1 la P21) ale căror poziții sunt reprezentate în Figura 3.1.



**Figura 3.1** Harta Mării Negre pe care sunt marcate pozițiile celor 21 de puncte de referință folosite pentru analiza datelor de satelit (P1, P2... P21)

În Figura 3.2 este prezentată evoluția valorilor mediane (a 50-a percentil) raportată la perioada totală și la sezonul de iarnă. Pe baza acestor rezultate se observă că punctele situate în zona de vest a bazinului indică condiții de vânt mai energetice. În perioada de iarnă, cele mai mari viteze ale vântului la 10m (notate cu  $U_{10}$ ) sunt observate în punctul P19 (5.2m/s), fiind urmat de P14 (5.1m/s).



**Figura 3.2** Valorii mediane ale vitezei vântului indicate de măsurătorile de satelit. Analiză efectuată pentru 21 de puncte (perioada totală și de iarnă), considerând perioada de timp: Decembrie 2006–Martie 2011.



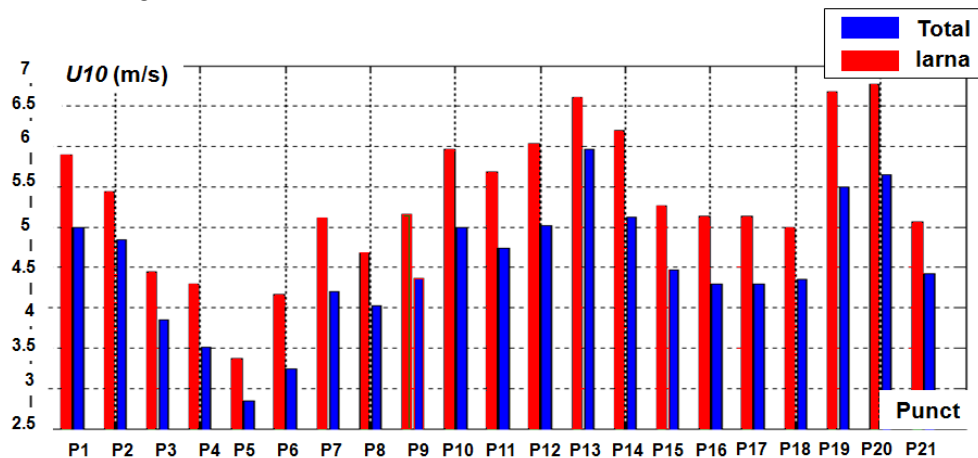
Pentru celelalte puncte de referință din zona de vest a Mării Negre, se înregistrează valori medii în intervalul 4.7-5m/s, cu valori mai mici raportate pentru P1. Pentru perioada totală, aceste valori se situează în intervalul 4.1-4.3m/s, indicând punctul P20 ca fiind mai energetic.

### 3.1.2 Modele de reanaliză – NCEP și ECMWF

În această secțiune analiza condițiilor de vânt din Marea Neagră s-a efectuat considerând date reanalizate furnizate de două modele atmosferice: NCEP (Centrul Național de Predicție a Vremii U.S) și ECMWF (Centrul European Pentru Prognoza Vremii Pe Termen Mediu). Datele furnizate acoperă intervalul de timp: Ianuarie 1999- Decembrie 2007.

Ambele seturi de date au fost ajustate prin intermediul unei interpolări spațiale pentru a obține valori corespunzătoare punctelor din grila prezentată în Figura 3.1, obținându-se astfel puncte identice cu cele considerate în cazul analizei datelor de satelit (notate de asemenea de la P1 la P21).

Pentru fiecare punct de referință, evoluția sezonieră a vitezei mediane a vântului obținută din analiza datelor ECMWF și NCEP este prezentată în Figurile 3.3 și 3.4, pentru perioada de timp Ianuarie 1999–Decembrie 2007. Ca și în cazul datelor de satelit, ambele modele indică zona de vest a bazinului ca fiind mai energetic, cu mențiunea că modelul NCEP evidențiază câteva puncte din zona de vest ca fiind mai puțin energetice în comparație cu regiunea de est.

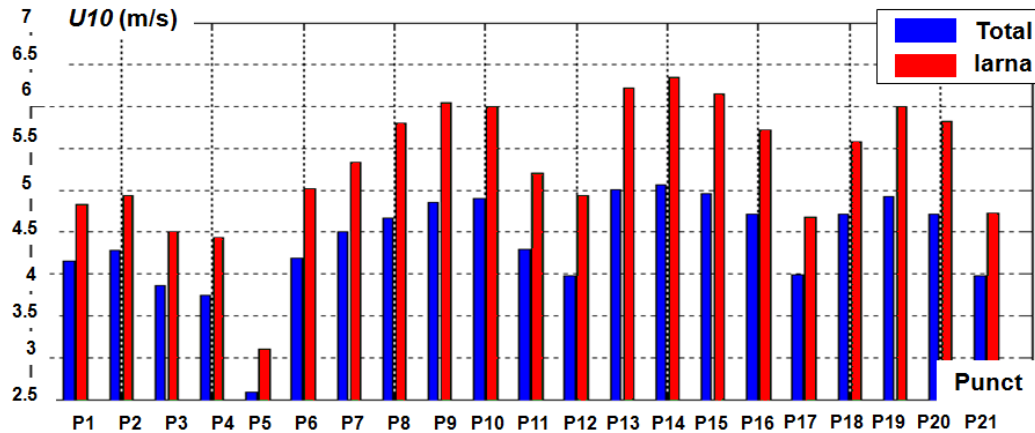


**Figura 3.3** Distribuția valorilor mediane ale vitezei vântului indicată de datele ECMWF. Analiză raportată la perioada totală și de iarnă, considerând intervalul de timp: Ianuarie 1999–Decembrie 2007.

Modelul ECMWF indică perioada de iarnă ca fiind mai energetică cu o valoare maximă de 6.8m/s raportată pentru punctul P20, acesta fiind urmat de P19 și P13 (6.7m/s și respectiv 6.6m/s). Pentru perioada de iarnă, cea mai mică valoare este înregistrată de P5 (cu 3.4m/s) în timp ce pentru perioada totală se observă o valoare maximă de 6m/s în P13,

iar un minim de 2.9m/s este observat pentru punctul P5 situat în zona de sud-est a bazinului.

Din analiza datelor NCEP, se observă că în perioada totală valoarea mediană (maximă) este în jur de 5m/s pentru punctele P13, P14 și P15 în timp ce în perioada de iarnă doar P9, P10, P13, P14 și P15 înregistrează valori apropiate de 6m/s (chiar și mai mari).

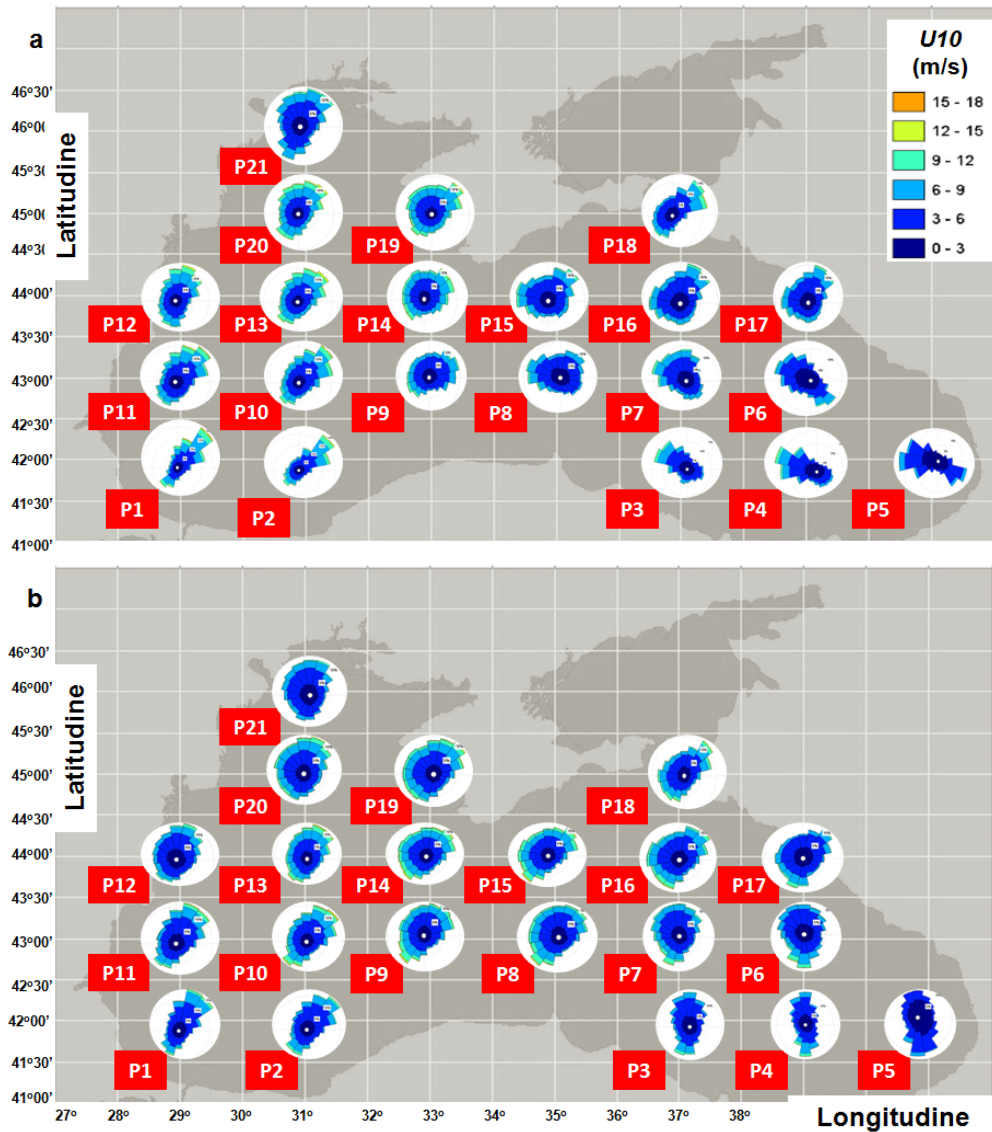


**Figura 3.4** Distribuția valorilor mediane a vitezei vântului indicat de datele NCEP. Analiză raportată la perioada totală și de iarnă, considerând intervalul de timp: Ianuarie 1999 –Decembrie 2007.

Distribuția pe direcții ale condițiilor de vânt pe baza datelor ECMWF (Figura 3.5a) și de modelul NCEP (Figura 3.5b), sunt în general similare. O privire de ansamblu a distribuției condițiilor de vânt din întreg bazinul Mării Negre poate fi făcută împărțind această zonă în mai multe regiuni. Astfel, pentru punctele din zona de sud-est a bazinului, modelul ECMWF prezintă direcția nord-vest ca fiind dominantă în timp ce modelul NCEP indică direcțiile de nord și sud. Pentru sectorul de nord-est al bazinului, modelul ECMWF prezintă direcțiile vest și nord-est ca fiind reprezentative în timp ce din datele NCEP se evidențiază direcția sud-vest.

O caracteristică a punctului P18 (situat în apropierea regiunii Novorossiysk) este că în comparație cu punctele de referință din apropiere, ambele modele indică o distribuție semnificativă a condițiilor de vânt din zona răsăritului (direcție nord-est) care poate fi asociată cu influența fenomenului Bora asupra circulației generale a maselor de aer. În zona centrală a bazinului, modelul ECMWF indică direcția de nord-est ca fiind dominantă în timp ce datele NCEP prezintă o distribuție a datelor din direcția sud-est către nord-est, în sensul arcelor de ceas.

Pentru regiunea de vest a bazinului Mării Negre, ambele modele numerice prezintă o bună concordanță indicând direcția nord-est ca fiind dominantă, aceasta fiind urmată de direcția sud-est, în timp ce pentru punctele P12, P20 și P21 condițiile de vânt din nord sunt întâlnite mai frecvent. O altă particularitate a zonei de vest, este că ambele modele indică o prezență scăzută a condițiilor de vânt din direcția sud-est.



**Figura 3.5** Distribuția vântului (la 10m) pe direcții considerând: a) datele ECMWF și b) datele NCEP. Analiză efectuată pentru intervalul de timp: Ianuarie 1999–Decembrie 2007.

### 3.1.3 Măsurători in situ

Datele in situ folosite pot fi considerate reprezentative pentru zona de nord-vest a bazinului Mării Negre (notate de la A1 la A11), pozițiile acestora fiind prezentate în Figura 3.1. Primele două stații, A1 și A2, furnizează măsurători de vânt pentru zona costieră românească, cu stația meteo A1 situată în apropierea portului Mangalia (la o adâncime a apei de 8m) prezentând măsurători de vânt pentru o perioadă de 7 ani (Ianuarie 2003- Decembrie 2009). Stația A2 este situată în zona offshore (platforma de foraj Gloria) furnizând date pentru același interval de timp.

Pentru stația A1 măsurătorile au fost efectuate la o înălțime de 10m deasupra nivelului mediu al apei în timp ce pentru punctul A2 aceste date sunt raportate la o înălțime de 36m. Din acest motiv măsurătorile de la stația A2 au fost ajustate pentru o înălțime de 10m folosind aceeași lege logaritmică ca și în cazul măsurătorilor de satelit și a datelor furnizate de modelele de reanaliză.

Celelalte stații meteo (A3...A11) sunt situate în apropierea zonelor costiere ucrainene. Pentru aceste stații măsurătorile de vânt sunt raportate la o înălțime de 10m, pentru o perioadă de 11 ani (Ianuarie 1999-Decembrie 2009). Mai multe detalii despre stațiile meteo considerate sunt furnizate în Tabelul 3.1.

Este important de menționat faptul că punctul de referință A2 se află situat în zona offshore (platforma Gloria operând la 30 de km est de Gura Portului) în comparație cu celelalte stații care se află în zone costiere (<5km față de țărm). Zonele offshore pot fi considerate mai energetice deoarece circulația aerului nu este influențată de prezența obstacolelor. Cu toate acestea, o caracteristică specifică a bazinului Mării Negre o constituie procesele de interacțiune aer-uscat ce apar în zonele costiere, un bun exemplu în acest sens fiind vântul Bora.

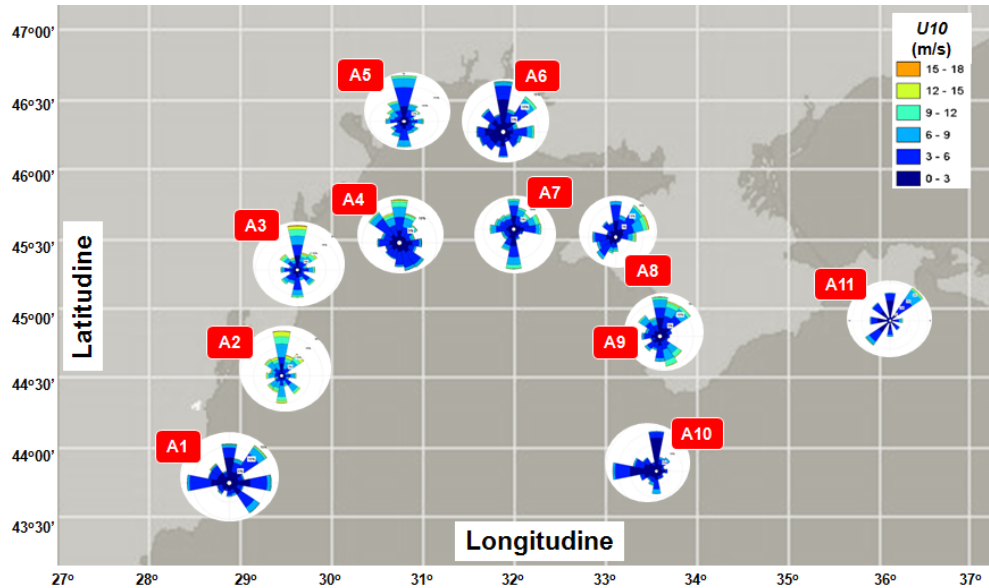
**Tabel 3.1** Poziții și caracteristicile principale ale stațiilor meteo considerate (HMS–Stație Hidro Meteorologic ; HMP-Post Hidro Meteorologic).

Punct	Nume stație	Latitudine (Nord)	Longitudine (Est)	Tip stație	Măsurători de vânt	Număr de măsurători pe zi	Interval de timp
A1	Mangalia	43°48′	28°53′	HMS	U10	4	2003-2009
A2	Gloria	44°31′	29°34′	HMS	U36	4	2003-2009
A3	Ust-Dunaysk	45°29′	29°43′	HMS	U10	4	1999-2009
A4	Primorskoye	45°31′	29°37′	HMP	U10	2	1999-2009
A5	Yuzniy	46°36′	31°01′	HMS	U10	4	1999-2009
A6	Ochakov	46°37′	31°32′	HMS	U10	2	1999-2009
A7	Chernomorskoye	45°31′	32°42′	HMS	U10	4	1999-2009
A8	Evpatoriya	45°11′	33°22′	HMS	U10	4	1999-2009
A9	Khersoneski Mayak	44°35′	33°23′	HMS	U10	3	1999-2009
A10	Feodosiya	45°02′	35°23′	HMS	U10	4	1999-2009
A11	Zavetnoye	45°08′	36°25′	HMP	U10	2	1999-2009

Distribuția pe direcții a condițiilor de vânt este prezentată în Figura 3.6, observându-se că sectorul nordic reprezintă direcția dominantă din care se propagă vântul, identificându-se și viteze mai mari de 15m/s în cazul stațiilor A2 și A3.

De asemenea se înregistrează și o distribuție semnificativă a condițiilor de vânt din sectorul nord-est pentru punctele A1, A8, A9 și A11 unde se evidențiază și viteze de vânt din intervalul 9-12m/s.

În Tabelul 3.2 sunt prezentate evoluțiile lunare ale condițiilor de vânt pentru A2, considerând distribuția după principalele direcții, pentru perioada: Ianuarie 1999-Decembrie 2009. Sectorul predominant din care acționează vântul este cel din sud, acest lucru fiind reflectat de media anuală ce înregistrează un maxim de 19.4%. În perioada de vară sectorul de sud prezintă o pondere semnificativă de 26.54% în Mai și o medie anuală de 19.36%.



**Figura 3.6** Distribuția pe direcții a condițiilor de vânt (la 10m) raportată de stațiile meteorologice. Analiză efectuată pentru intervalul de timp: Ianuarie 1999–Decembrie 2009.

Din acest punct de vedere sectorul de sud-vest poate fi considerat ca fiind cel mai puțin energetic cu un maxim de 7.26% în luna Martie și un minim de 3.8% în Septembrie. Pentru această regiune geografică, două sezoane principale pot fi definite și anume perioada de vară și cea de iarnă (Octombrie-Martie).

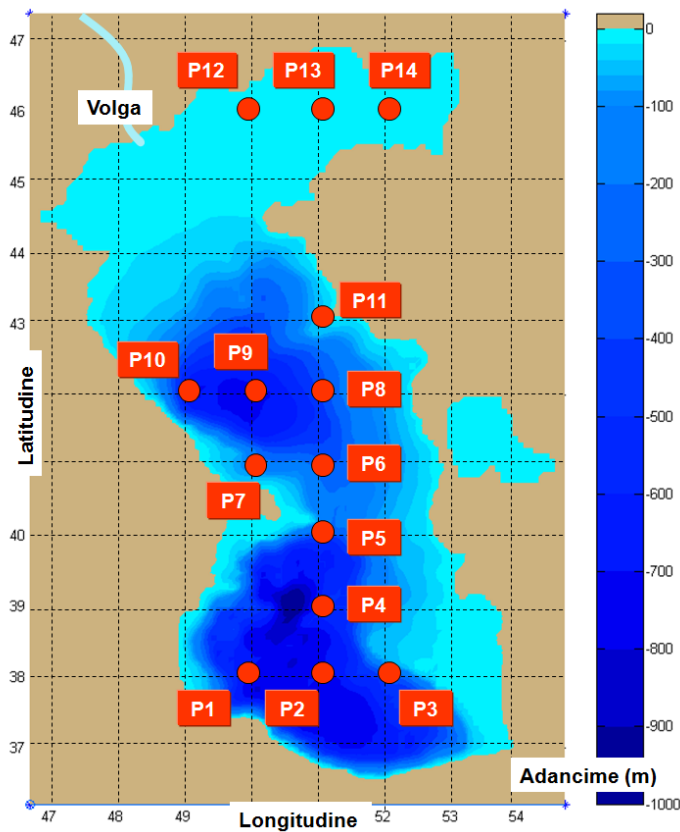
Existența acestor două sezoane este evidențiată de către evoluția lunară a vitezelor de vânt medii, pentru punctul A2, unde în perioada de vară se înregistrează valori între 5.69m/s și 7.17m/s cu un maxim în Septembrie și un minim în August. Sezonul de iarnă prezintă o evoluție a vitezelor medii de vânt în intervalul 7.67m/s și 8.59m/s cu valori mai mari înregistrate în Ianuarie. Viteza medie anuală la înălțimea de 10m este de 7.1m/s, valoare care poate fi considerată reprezentativă pentru această stație meteo.

**Tabel 3.2** Punct de referință A2, distribuția (%) condițiilor de vânt pe luni și direcții. Analiză efectuată considerând datele de vânt raportate la înălțimea de 10m ( $U_{10}$ ) pe baza măsurătorilor in situ pentru intervalul de timp: 2003/01/01–2009/12/31.

Lună / Direcție	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
N	32.14	4.88	2.38	6.65	7.73	1.66	6.30	9.40	5.71	8.92	4.28	2.38
NE	6.19	5.23	9.52	12.61	8.45	7.61	9.28	12.61	13.92	13.45	9.28	6.19
E	7.38	6.19	6.42	11.07	12.26	10.59	7.97	11.90	12.38	10	10.35	2.26
SE	8.21	5.83	8.45	11.30	10.83	7.38	5.35	7.50	5.83	8.33	8.09	6.42
S	13.57	19.16	25.95	25.71	26.54	22.02	19.52	15.11	11.54	17.97	16.54	18.69
SV	6.90	6.19	7.26	4.76	6.65	6.78	6.64	4.64	3.80	4.28	6.19	5.11
V	15.47	12.14	10.35	7.26	6.42	12.26	11.07	10.47	7.38	8.69	16.19	19.28
NV	8.09	8.33	7.38	6.42	6.30	6.07	9.28	4.04	6.90	6.64	7.50	8.45

### 3.2 Evaluarea condițiilor de vânt din Marea Caspică

Marea Caspică (Figura 3.7) este cea mai importantă mare din zona de uscat (din lume), înregistrând un procent de circa 40-44% din totalul existent. Aceasta se întinde pe aproximativ 1200km (de la nord la sud) având o lungime medie de circa 325km (de la est la vest) și acoperind o arie de circa 400000km<sup>2</sup> [61]. Zona de nord a mării este caracterizată de adâncimi mici ale apei de circa 4m, în timp ce în partea centrală a bazinului aceste valori pot ajunge și la 800m.



**Figura 3.7** Harta Mării Caspice. În fundal este reprezentată batimetria, iar în prim plan pozițiile celor 14 puncte de referință considerate.

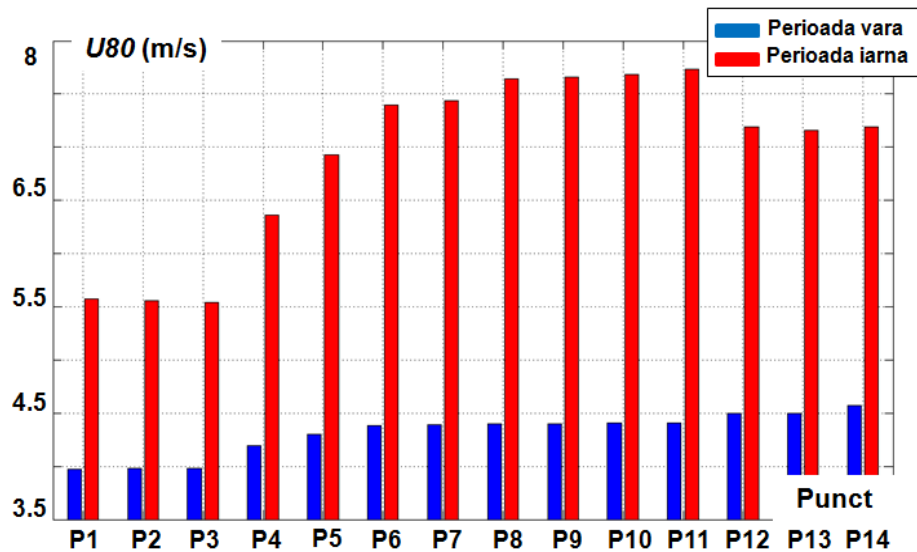
Pentru a identifica caracteristicile generale ale condițiilor de vânt din zonă, două seturi de date au fost luate în considerare [62]. Primul din acestea se referă la măsurătorile de satelit furnizate de AVISO pentru perioada Decembrie 2005-Iunie 2010, iar cel de-al doilea set de date este ERA-Interim, fiind furnizat de ECMWF pentru intervalul de timp Ianuarie 2001-Decembrie 2011. Ambele seturi de date au fost ajustate pentru a corespunde unei grile spațiale suprapuse peste bazinul Mării Caspice, iar din nodurile acestei rețele s-au considerat 14 puncte de referință (Figura 3.7) notate de la P1 la P14 care vor fi folosite în continuare pentru a identifica distribuția condițiilor de vânt.

Spre deosebire de analizele efectuate pentru Marea Neagră care au fost raportate la o înălțime de 10m, în cazul Mării Caspice s-au analizat condițiile de vânt de la o înălțime de 80m înănd cont de faptul că majoritatea turbinelor de vânt offshore funcționează la această înălțime. Astfel, datele de vânt raportate inițial la 10m au fost ajustate la această înălțime cu ajutorul legii logaritmice folosită deja în acest capitol.

### 3.2.1 Măsurători de satelit

În Figura 3.8, sunt prezentate vitezele medii de vânt (la 80m) pentru toate punctele de referință considerând măsurătorile de satelit pentru intervalul de timp Decembrie 2005-Iunie 2010. După cum se poate observa, în perioada de iarnă se înregistrează condiții de vânt mai energetice, în special pentru punctele offshore P6-P11 care prezintă valori în intervalul 7.4-7.7m/s.

Pe de altă parte, grupul de puncte situat în zona cu apă puțin adâncă din sectorul nordic (P12, P13 și P14) chiar dacă înregistrează viteze ale vântului mai scăzute decât punctele situate în zona centrală, acestea au valori mai mari (în jur de 7.2m/s) decât punctele situate în sectorul de sud (P1, P2 și P3) care înregistrează viteze medii ale vântului de circa 5.6m/s.

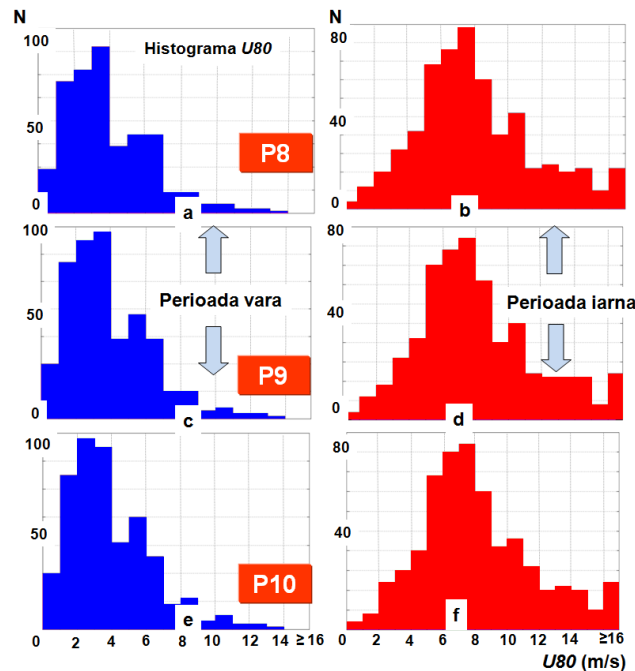


**Figura 3.8** Valori medii ale vitezei vântului ( $U_{80}$ ) corespunzătoare celor 14 puncte de referință (sezon de vară și iarnă). Măsurători zilnice de satelit corespunzând intervalului de timp: Decembrie 2005-Iunie 2010.

Mai mult decât atât, în perioada de vară punctele P12, P13 și P14 prezintă condiții de vânt mai energetice decât cele situate în zonele offshore, indicând o valoare maximă de 4.6m/s în P14.

În Figura 3.9, este prezentată distribuția măsurătorilor de satelit pentru condițiile de vânt (la 80m) corespunzând punctelor P8, P9 și P10 raportate la perioada de timp Decembrie 2005-Iunie 2010. Cele trei puncte considerate prezintă caracteristici similare în

perioada de vară cu o apariție constantă a condițiilor de vânt din intervalul 2-4m/s, cu mențiunea că pentru punctele P8 și P9 se înregistrează o distribuție semnificativă a datelor din intervalul 3-4m/s.



**Figura 3.9** M surtorii de satelit, histograme  $U_{80}$  (la 80m) pentru punctele de referință P8, P9 și P10 considerând m surtorii zilnice pentru intervalul Decembrie 2005-Iunie 2010, unde: a), c) și d) perioadă de vară; b), d) și f) perioadă de iarnă.

### 3.2.2 Modele de reanaliză -ECMWF

Figura 3.10 prezintă distribuția vitezelor de vânt medii (la 80m) indicată de datele ERA-Interim pentru toate punctele de referință, raportate la intervalul de timp Ianuarie 2001-Decembrie 2011. În comparație cu rezultatele furnizate de datele de satelit se poate observa că diferențele dintre sezoanele de vară și iarnă sunt considerabil mai mici. Mai mult decât atât, valorile înregistrate în perioada de vară sunt mai mari iar punctele din sectorul de nord (P12, P13 și P14) prezintă condiții de vânt mai mari.

Distribuția condițiilor de vânt pe direcții este prezentată în Figura 3.11 pentru câteva puncte din Marea Caspică. Pentru punctele situate în sud se observă că viteza vântului nu depășește 9m/s, indicând pentru P1 o distribuție semnificativă a condițiilor de vânt din sectorul nord-est, în timp ce raportat la punctul P3 sectorul de nord-vest este dominant.

Punctul P5 înregistrează o prezență semnificativă a condițiilor de vânt din sectorul nordic, de unde se înregistrează și viteze ale vântului mai mari de 15m/s. Pentru punctele situate în zona centrală (P10 și P11), condițiile de vânt din sectorul nord-vest și sud-est sunt importante cu mențiunea că punctul P11 este mai energetic indicând și apariția condițiilor de vânt din clasele 9-15m/s. În ceea ce privește punctele situate în nord (P12 și



P14) se observă o evoluție similară cu cea indicată în zona centrală, condițiile de vânt din sectorul de sud-est fiind reprezentative.

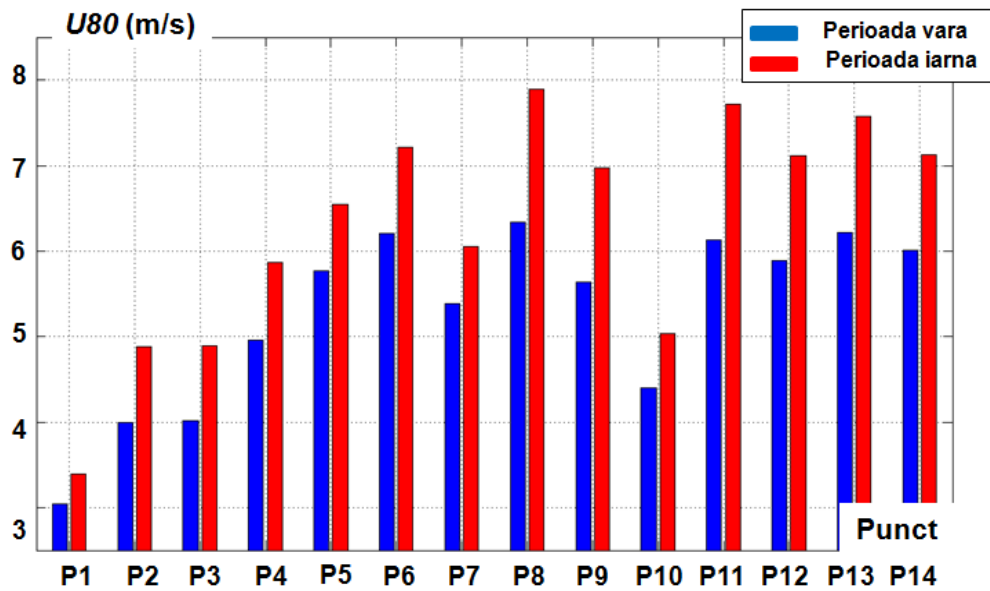


Figura 3.10 Valori medii ale vitezei vântului ( $U_{80}$ ) pentru punctele de referință (perioada de vară și iarnă) considerând date ECMWF pentru intervalul de timp Ianuarie 2001-Decembrie 2011.

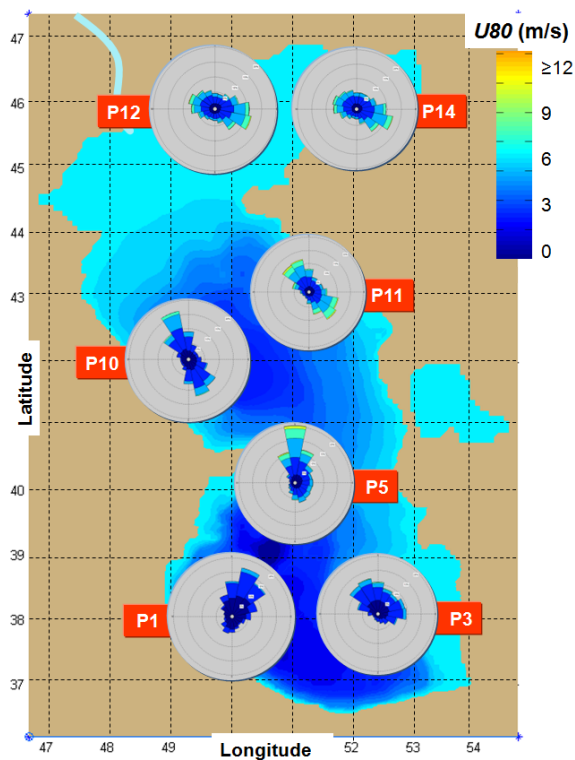
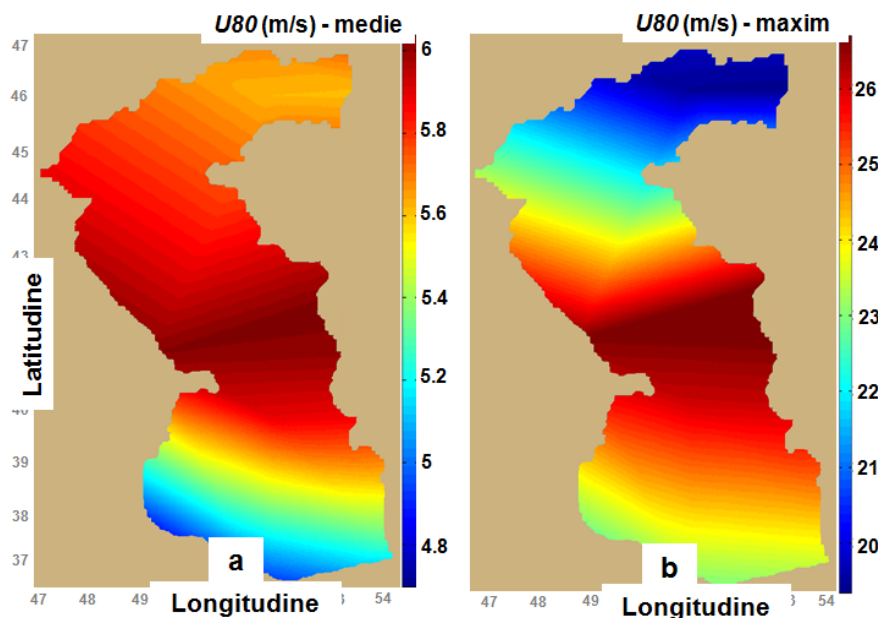


Figura 3.11 Distribuția pe direcții a condițiilor de vânt ( $U_{80}$ ) pentru punctele de referință P1, P3, P5, P10, P11, P12 și P14 pe baza datelor ECMWF. Rezultate valabile pentru perioada de timp Ianuarie 2001-Decembrie 2011.

În Figura 3.12 este prezentat distribuția spațială (la 80m) a condițiilor medii (Figura 3.12a) și maxime (Figura 3.12b) ale vitezei vântului reflectat de măsurătorile de satelit pentru perioada de timp Decembrie 2005-Iunie 2010. În acest caz s-au luat în considerare valoarea maximă și nu percentila 95 pentru a pune în evidență apariția celor mai energetice situații.

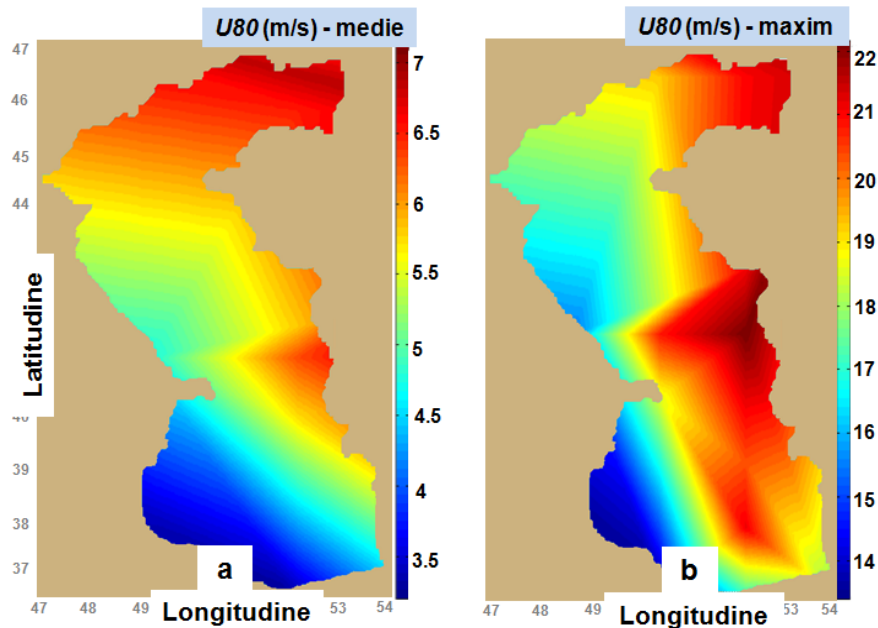
Rezultatele indică zona centrală a bazinului ca fiind mai energetică cu o valoare medie de circa 6m/s și un maxim de 26m/s. Analizând regiunea de nord (cu apă puțin adâncă) și regiunea de sud (apă adâncă), se poate observa că în cazul condițiilor medii de vânt sectorul de nord este mai energetic cu o viteză medie de circa 5.7m/s în comparație cu zona de sud (5.2m/s). Pentru valoarea maximă se observă o tendință inversă indicând zona de sud ca fiind mai energetică cu o valoare de circa 24m/s în raport cu 20m/s (sectorul de nord).



**Figura 3.12** Distribuția spațială a vitezei vântului ( $U_{80}$ ) din Marea Caspic furnizată de datele de satelit pentru intervalul de timp Decembrie 2005-Ianuarie 2010. Hărțile reprezentând: a) viteză medie (m/s) și b) viteză maximă (m/s).

Rezultate similare sunt prezentate în Figura 3.13, pe baza datelor ERA-Interim pentru perioada de timp Ianuarie 2001-Decembrie 2011. În comparație cu datele de satelit, modelul ECMWF indică condiții de vânt mai puțin energetice din punct de vedere al valorilor maxime. În Figura 3.13a, este prezentată viteza medie de vânt unde se observă un maxim de 7m/s în zona de nord, în timp ce zona centrală și de sud înregistrează valori de 5.5 și respectiv 3.5m/s.

Valorile maxime de vânt raportate în Figura 3.13b indică faptul că apariția acestora nu depinde de latitudine (nord sau sud), împărțind mai degrabă Marea Caspic în două regiuni distincte. Prima regiune este situată sub linia de longitudine  $51^{\circ}$  fiind mai puțin energetică datorită valorilor din intervalul 14-18m/s, în timp ce zonele răsăritice prezintă valori mai mari de 22m/s.



**Figura 3.13** Distribuție spațială a vitezei vântului ( $U_{80}$ ) în Marea Caspic pe baza datelor ECMWF pentru intervalul de timp Ianuarie 2001-Decembrie 2011. Hărți reprezentând: a) viteză medie (m/s) și b) viteză maximă (m/s).

### 3.3 Concluzii

În prima parte a capitolului s-au analizat condițiile de vânt din bazinul Mării Negre pe baza a 14 ani de date (1999 - 2012) provenind de la stații meteo, măsurători de satelit și două modele atmosferice de reanaliză (ECMWF și NCEP).

O prezentare generală a condițiilor de vânt a fost făcută considerând 21 de puncte distribuite în tot bazinul Mării Negre, în timp ce o analiză mai detaliată a condițiilor de vânt a fost efectuată pentru zona de vest a bazinului considerând date furnizate de 11 stații meteo situate în apropierea zonelor costiere, din România și Ucraina.

Pe baza distribuției spațiale și sezoniere a condițiilor de vânt două concluzii principale pot fi trase:

a) sezonul de iarnă este mai energetic datorită influenței maselor de aer arctic care acționează din zona Siberiei.

b) condiții de vânt mai energetice sunt întâlnite în general în sectorul de vest al bazinului pentru toată perioada anului.

Diferențele înregistrate între măsurătorile in situ și datele de la cele două modele pot fi explicate prin faptul că ambele modele au o rezoluție relativ scăzută ( $1.5^\circ$  pentru ECMWF și  $1.875^\circ$  pentru NCEP) ceea ce nu permite o reprezentare fidelă a caracteristicilor de vânt din zonele costiere așa cum o fac stațiile meteorologice. Mai mult decât atât, prin interpolarea datelor de vânt de la cele două modele numerice, se pot introduce erori suplimentare.

În ceea ce privește condițiile de vânt din Marea Caspică, măsurătorile de satelit indică partea centrală a mării ca fiind mai energetică cu o valoare medie a vitezei vântului ( $U_{80}$ ) de 7.6m/s (vară) și un maxim de 14m/s (iarnă). Spre deosebire de măsurătorile de satelit, datele ERA-Interim indică punctele din zona de nord a mării (cu apă puțin adâncă) ca fiind cele mai energetice cu o valoare medie de 6.22m/s (vară) și un maxim de 7.5m/s (iarnă) în special pentru P13.

### **Meniune**

Măsurătorile de vânt corespunzătoare stațiilor meteo situate în apropierea zonelor costiere ucrainene au fost furnizate de către Institutul de Cercetări Hidro-Meteorologice din Ucraina.

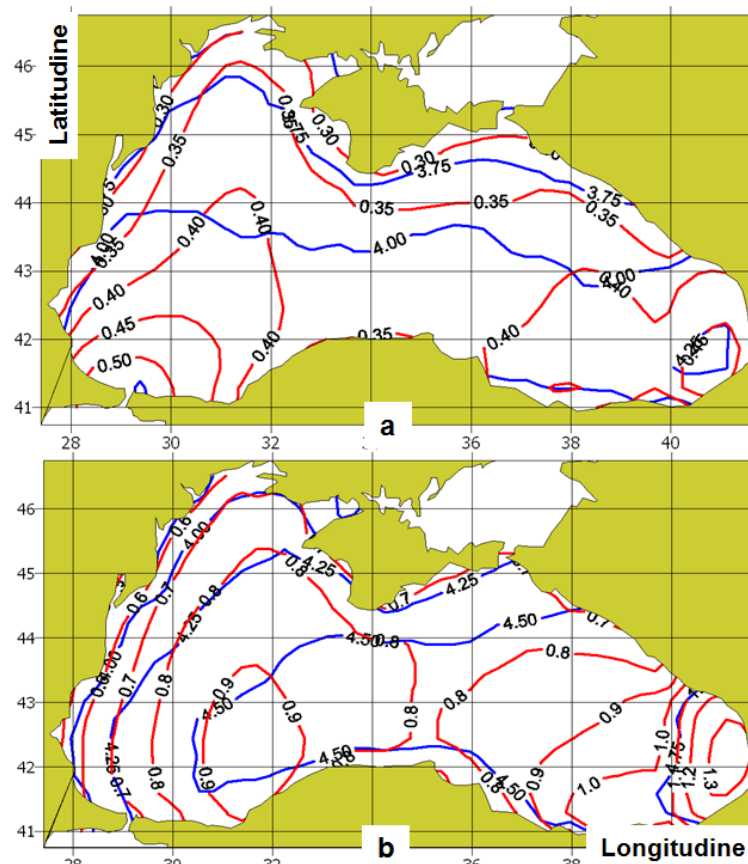
## CAPITOLUL 4

# EVALUAREA ENERGIEI VALURILOR DIN BAZINUL MĂRII NEGRE ȘI AL MĂRII CASPICE

### 4.1 Analiza climatului valurilor din Marea Neagră

În prima fază se vor analiza condițiile de val din Marea Neagră pe baza informațiilor furnizate în Atlasul Mării Negre, 2008 [63] unde sunt prezentate valorile medii și maxime ale înălțimilor și perioadelor de val din această zonă. Aceste rezultate sunt valabile pentru o perioadă de 15 ani (1992-2006) fiind obținute în urma unor simulări numerice care au folosit date reanalizate de la modelul NCEP (referitoare la presiunea atmosferică).

Figura 4.1 prezintă distribuția valorilor medii ale înălțimilor și perioadelor de val pentru sezonul de vară (Figura 4.1a) și iarnă (Figura 4.1b).



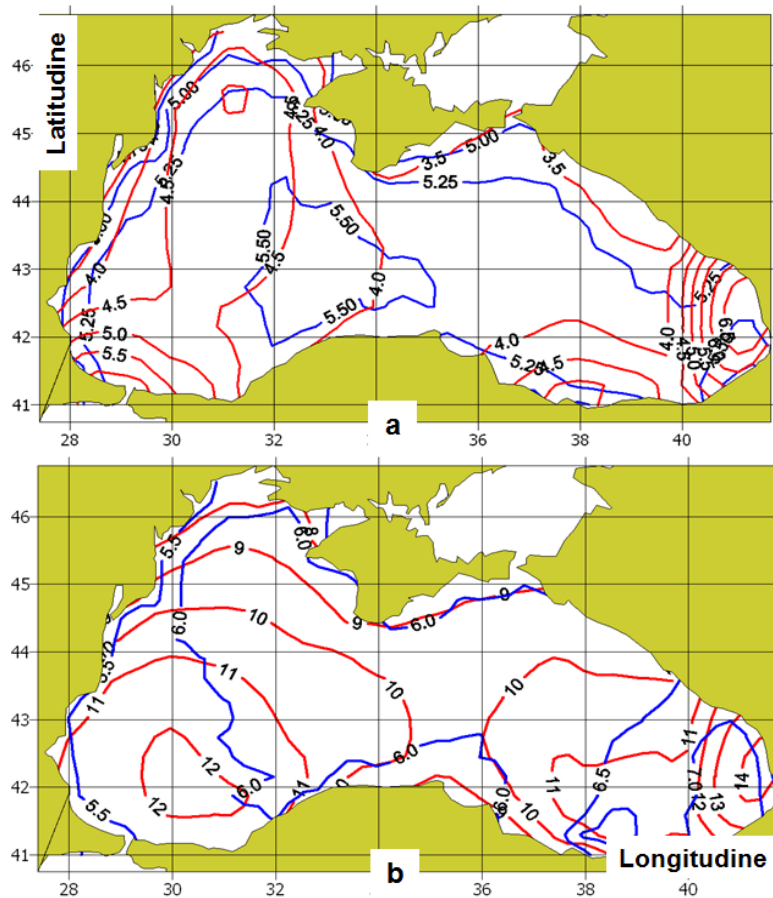
**Figura 4.1** Distribuția înălțimilor medii de val (linie roșie) și a perioadelor medii de val (linie albastră), pentru: a) sezon de vară și b) sezon de iarnă. (sursă: Atlasul Mării Negre, 2008 [63]).

Referitor la înălțimea de val, în perioada de vară se observă că zona centrală și cea de est înregistrează valori de 0.4m, existând o evoluție similară și în zona de nord-est. În zonele de est și sud-est se înregistrează valori mai mari ce pot ajunge până la 0.5m.

Pentru sezonul de iarnă condițiile de val sunt mai energetice cu înălțimi ale valurilor de circa 0.8m (în zona centrală) și de 0.9-1.3m pentru regiunea de vest. În nord-vest se înregistrează valori mai scăzute situate în intervalul 0.6-0.8m, în timp ce pentru regiunea de sud-est înălțimile de val din zona 0.7-0.9m sunt dominante.

Referitor la perioadele medii de val se observă în intervalul de latitudine 43°-44°N o apariție predominantă a perioadelor de 4s, în timp ce pentru zonele costiere din partea de nord și nord-est se înregistrează 3.75s. În perioada de iarnă, zona centrală și de nord-vest prezintă perioade de val de circa 4.5s, în timp ce sectorul sud-vest înregistrează perioade de 4.75s. Pentru zona de est a bazinului se observă valori din intervalul 4-4.25s, care sunt mai mici în apropierea zonelor costiere.

Distribuția valorilor maxime este prezentată în Figura 4.2. În sezonul de iarnă se înregistrează în zona centrală și de est apariția înălțimilor de val din intervalul 4-4.5m, iar în zona de sud-est sunt raportate și valori de 5.5m.



**Figura 4.2** Distribuția înălțimilor maxime de val (linie roșie) și a perioadelor maxime de val (linie albastră), pentru: a) sezon de vară și b) sezon de iarnă. (sursă: Atlasul Mării Negre 2008 [63]).

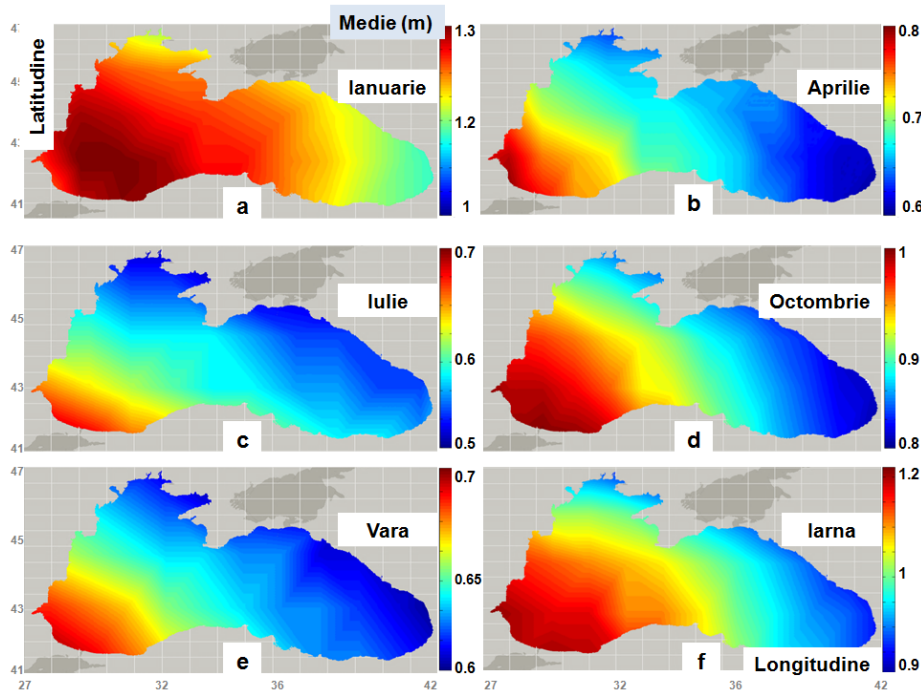
Zona de nord-est a bazinului este caracterizat de apariția frecventă a valurilor de 4m și 4.5m, în timp ce zona de sud-est poate fi considerată mai energetică indicând de asemenea și apariția valurilor de 5.5m. În perioada de iarnă aceste valori se dublează, înregistrându-se cele mai energetice condiții în zona de est cu valori de 13-14m. Zona centrală este dominată de prezența valurilor de 10m în timp ce zona de est și sud-est prezintă valori de 11-12m.

Pentru regiunea de nord-est se înregistrează un maxim de 9m doar în zonele offshore.

#### 4.1.1 Măsurători de satelit

În această secțiune se va analiza distribuția în timp a înălțimilor semnificative de val ( $H_s$ ) din bazinul Mării Negre pe baza măsurătorilor de satelit furnizate de site-ul AVISO pentru perioada de timp Decembrie 2005-Iulie 2012.

În Figura 4.3 sunt prezentate valorile medii ale înălțimilor de val  $H_s$ . Spre deosebire de rezultatele furnizate de Atlasul Mării Negre (2008) care indică zona de vest ca fiind una energetică, datele de satelit indică doar zona de est ca fiind mai semnificativă aspect care a fost evidențiat și în alte studii anterioare [64-67]. În luna Ianuarie se înregistrează valori maxime de 1.3m în zona centrală și de est a bazinului, în timp ce zona de est prezintă valori de 1.1m. În lunile de vară (Aprilie și Iulie) se înregistrează valori  $H_s$  cuprinse în intervalul 0.5-0.8m cu valori mai scăzute în zona de est.



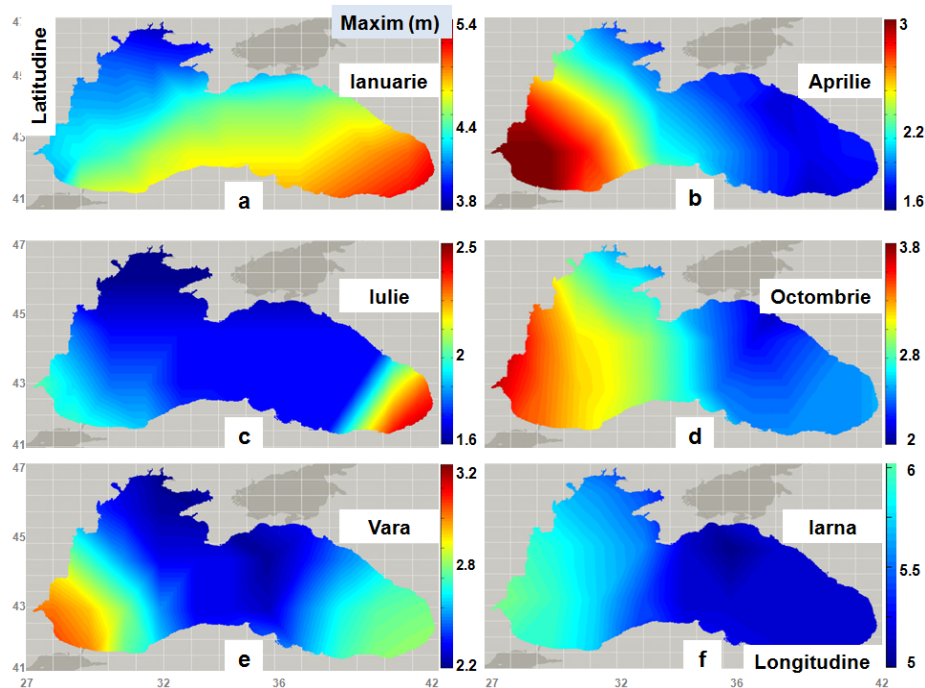
**Figura 4.3** Distribuție spațială a valorilor medii  $H_s$  obținute pe baza măsurătorilor de satelit. Analiză efectuată pentru intervalul de timp Decembrie 2005-Iulie 2012.

Pentru perioada de vară se raportează diferențe mici ( $< 0.1\text{m}$ ) între valorile maxime și minime cu zona de sud-est fiind mai energetică ( $0.7\text{m}$ ). În perioada de iarnă se observă o scădere a înălțimilor de val de la est la vest, pornind de la  $1.2\text{m}$  (sud-est),  $1.1\text{m}$  (zona centrală) și ajungând la  $0.9\text{m}$  (sud-vest).

Figura 4.4 prezintă valorile maxime indicate de măsurătorile de satelit în care zona de sud-vest este indicată ca fiind mai energetică în lunile Ianuarie ( $5.4\text{m}$ ) și Iulie ( $2.5\text{m}$ ). Pentru aceste două luni, zona de sud-est este cea mai puțin energetică cu maxime de  $4\text{m}$  (Ianuarie) și  $1.7\text{m}$  (Iulie).

Luna Aprilie înregistrează valori din intervalul  $1.6\text{--}3\text{m}$ , mult mai mari pentru zona de sud-est, în timp ce în Octombrie zona de est prezintă valori de  $3.8\text{m}$  în apropierea zonelor costiere și de  $2.9\text{m}$  în regiunile offshore.

În perioada de vară se observă valori de  $3.1\text{m}$  (sud-est),  $2.8\text{m}$  (zona de vest) și de  $2.4\text{m}$  în zona centrală. Sezonul de iarnă este cel mai energetic prezentând o distribuție omogenă a valurilor cu înălțimi de  $6\text{m}$  în toată zona de est și un maxim de  $5.5\text{m}$  pentru regiunile din centru și vest.

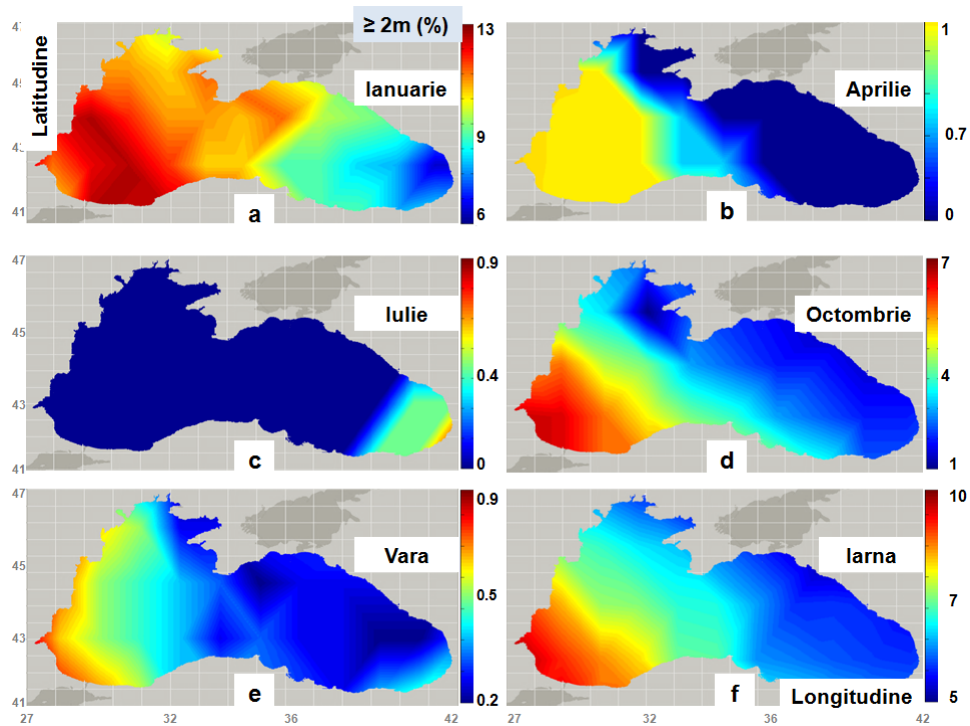


**Figura 4.4** Distribuție spațială a valorilor maxime  $H_s$  obținute pe baza măsurătorilor de satelit. Analiză efectuată pentru intervalul de timp Decembrie 2005-Iulie 2012.

În Figura 4.5 este ilustrată distribuția (%) valorilor  $H_s$  mai mari de  $2\text{m}$ . La fel ca și în cazurile anterioare cele mai semnificative valori se înregistrează în sectorul de est, cu excepția lunii Iulie care raportează zona de vest ca fiind mai energetică ( $0.4\%$ ) și nici o valoare  $> 2\text{m}$  în celelalte regiuni. Pentru lunile de iarnă, se înregistrează o valoare maximă de  $13\%$  (Ianuarie) în zona centrală și de est precum și un maxim de  $7\%$  (Octombrie) doar în zona de sud-est.



Sezonul de iarnă este caracterizat de un procent de 10% în est și 5% în vest, iar în sezonul de vară aceste valori nu depășesc 1% în nici o regiune din Marea Neagră.



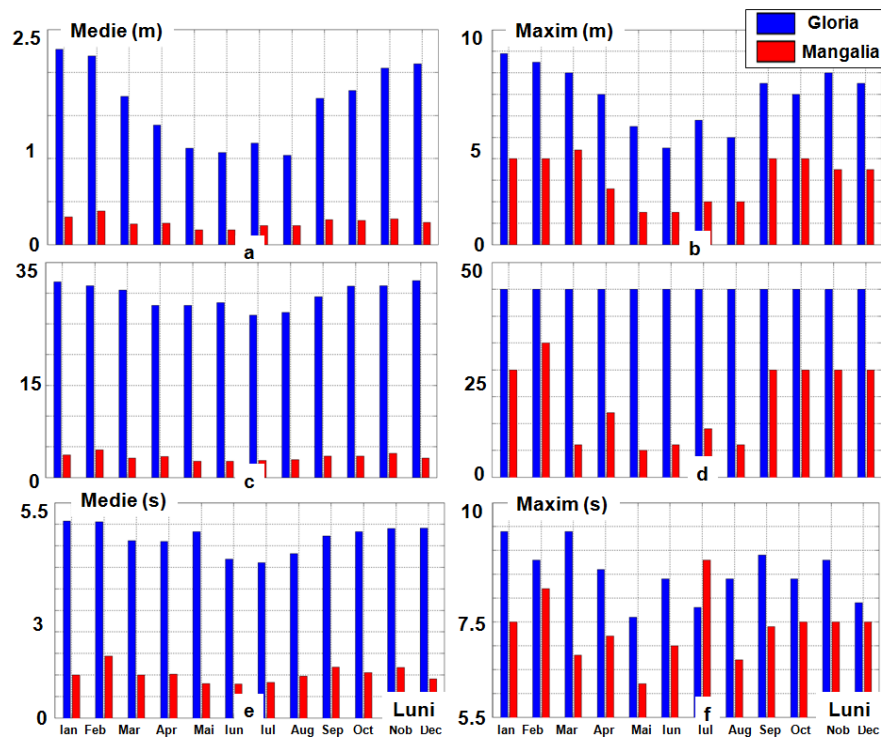
**Figura 4.5** Distribuție procentuală (%) a valorilor  $H_s$  mai mari de 2m indicată de măsurătorile de la satelit. Analiză efectuată pentru intervalul de timp Decembrie 2005-Iulie 2012

#### 4.1.2 Măsurători in situ

Până la acest moment s-a analizat climatul valurilor din Marea Neagră folosind date de satelit. În continuare, acest studiu se va focaliza pe analiza datelor furnizate de două stații in situ corespunzătoare zonei costiere românești, și anume: platforma Gloria situată în zona offshore și stația Mangalia aflată în apropierea țărmului.

Figura 4.6 prezintă principalele caracteristici lunare ale câmpului de valuri pentru cele două puncte considerate (valori medii). La o primă analiză se observă condițiile mai energetice raportate de Gloria, care în unele cazuri sunt de 2x, 3x mai mari decât valorile raportate de Mangalia. Acest lucru se explică prin faptul că stația Gloria se află în zona offshore înregistrând valuri mai energetice, în timp ce în stația Mangalia ajung valuri care au suferit procese de disipare, acesta pierzând o mare parte din energie.

Pentru înălțimea de val medie (Figura 4.6a) stația Gloria înregistrează în perioada de iarnă valori de 2.19-2.27m (Ianuarie și Februarie), 2.05-2.10m (Noiembrie și Decembrie) și 1.70-1.79m (Septembrie și Octombrie). Pentru perioada de vară se observă un maxim de 1.7m (Septembrie) și un minim de 1m (August). Stația Mangalia înregistrează valuri cu înălțimi medii de 0.39m (Februarie) și de 0.32m (Ianuarie și Noiembrie), în timp ce în perioada de vară sunt raportate valori de 0.17m (Mai și Iunie).



**Figura 4.6** Distribuția lunară a principalilor parametri de val indicați de măsurătorile in situ pentru stațiile Gloria și Mangalia. Analiza efectuată pentru intervalul de timp Ianuarie 2003-December 2009, în care graficele din partea stângă reprezintă valorile medii și cele din dreapta pe cele maxime pentru: a) și b) în lăzimea de val; c) și d) lungime de val; e) și f) perioada de val.

În lăzimea maximă de val (Figura 4.6b) prezintă pentru stația Gloria o evoluție descendentă pentru intervalul Ianuarie-Iunie, cu o valoare de 8.9m (Ianuarie), 8m (Martie) și 4.5m (Iunie). În perioada de iarnă se înregistrează de asemenea și în lăzimi de 8m (Noiembrie) în timp ce pentru perioada de vară se observă un maxim de 7.5m (August) și un minim de 4.5m (Iunie). Pentru stația Mangalia, în lăzimea de val maximă înregistrează constant valori de 4m, existând de asemenea și un maxim de 4.4m în Februarie.

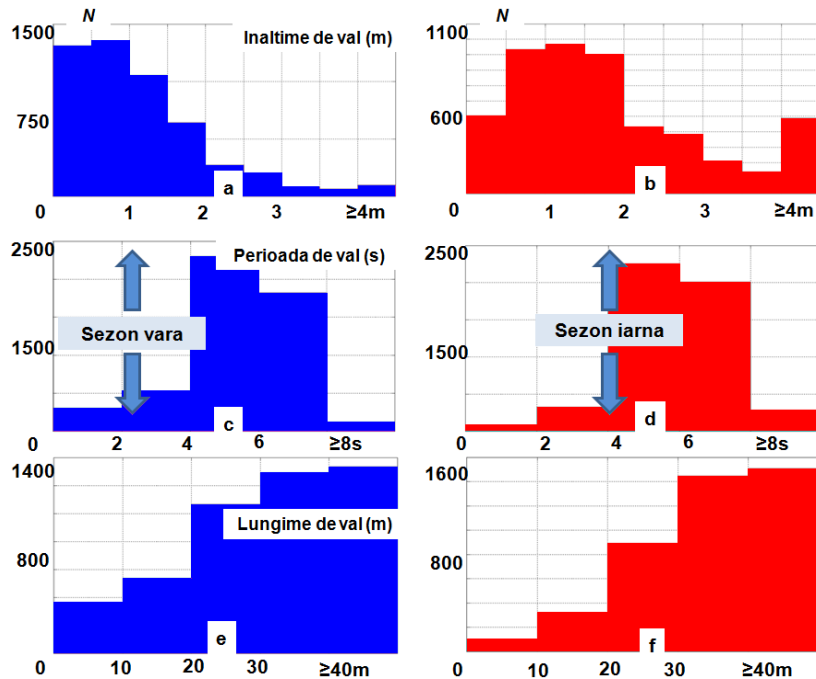
În Figura 4.6c este prezentată evoluția lunară a lungimilor de val medii. Pentru Gloria se observă în perioada de iarnă prezența unor valuri din intervalul 30-32m, în timp ce pentru perioada de vară apar frecvent valori din intervalul 26-29m cu un minim pentru Iulie și un maxim pentru Septembrie. Referitor la valorile maxime (Figura 4.6d) se observă de-a lungul întregului an în punctul de referință Gloria apariția lungimilor de val de 45m, în timp ce în Mangalia se înregistrează frecvent valuri de 30m, existând de asemenea un maxim de 35m (Februarie) și un minim de 15m (Mai).

Pentru perioadele de val medii (Figura 4.6e), stația Gloria indică lunile Ianuarie și Februarie ca fiind mai importante cu perioade de 5s, fiind urmate de Noiembrie și Decembrie cu 4.9s. În perioada de vară se înregistrează perioade de val din intervalul 4.11-4.7s, cu excepția lunii Mai care înregistrează 4.8s. Stația Mangalia prezintă o apariție constantă a perioadelor de val de 1.5s, în timp ce valori mai mari de 1.9s și 1.7s sunt observate în lunile Februarie și Septembrie.

Din analiza perioadelor de val maxime (Figura 4.6f) în stația Gloria se observă o valoare de 9.4s (Ianuarie și Martie), urmat de 8.8s (Februarie, Septembrie și Noiembrie), în timp ce o perioadă de 7.6s este înregistrată în Mai.

Figura 4.7 prezintă distribuția pe clase de valori a principalilor parametri de val pentru stația Gloria. În lăzimea de val din perioada de vară sunt distribuite în intervalul 0-1m, iar în perioada de iarnă se evidențiază prezența valurilor din intervalul 0.5-2m precum și apariția valurilor ≥4m.

Referitor la perioada de val se observă distribuție similară pentru cele două sezoane cu valori în intervalul 4-8s. Lungimile de val au o evoluție similară în cele două sezoane cu un maxim pentru valurile cu lungimi ≥40m, fiind urmat de clasele 30-40m și 20-30m.



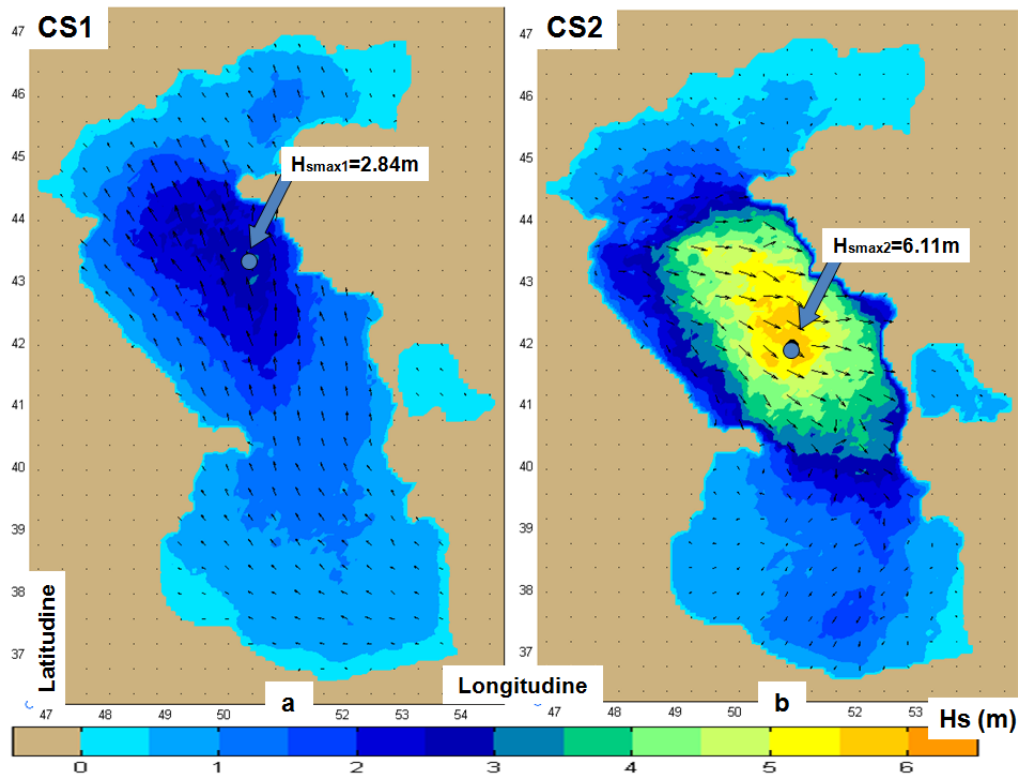
**Figura 4.7** Distribuția pe clase de valori a principalilor parametri de val considerând măsurători in situ pentru stația Gloria. Analiză efectuată considerând intervalul de timp Ianuarie 2003-December 2009 pentru sezonul de vară (stânga) și sezonul de iarnă (dreapta) în care: a) și b) în lăzimea de val (m); c) și d) perioadă de val (s); e) și f) lungime de val (m).

## 4.2 Analiza climatului valurilor din Marea Caspică

Domeniul de calcul considerat pentru implementarea analizelor SWAN este prezentat în Figura 4.8. Originea sistemului a fost aleasă în colțul din stânga jos fiind definit de coordonatele: 46.7°E, 36.2°N. Acesta are o lungime de 8° după direcția x (longitudine) și 11.2° în direcția y (latitudine). În spațiul geografic, grila de calcul a fost aleasă identică cu grila de batimetrie având un număr de 100 de puncte după direcția x și 140 de puncte după direcția y, care sunt egal distribuite cu un pas  $\Delta x = \Delta y = 0.08^\circ$ . În spațiul spectral 36 de direcții și 30 de frecvențe au fost considerate, frecvențele variind între 0.06Hz și 1.2Hz.

Pe baza sistemului de modelare a valurilor implementat în Marea Caspic, două studii de caz au fost considerate pentru a evalua cele mai relevante caracteristici spațiale ale distribuției energiei valurilor.

Primul din acestea notat cu CS1 este valabil pentru data 2009/10/02/h18 și reflectă condiții de val cu energie medie (pentru perioada de iarnă) din bazinul Mării Caspice. Figura 4.8a ilustrează în fundal câmpul scalar al înălțimilor semnificative de val așa cum rezultă din simulările SWAN, în timp ce în prim plan sunt reprezentați vectorii de val cu săgeți negre. Zona de nord prezintă cele mai mari valori  $H_s$  (marcate cu cerc), înregistrându-se pentru acest studiu de caz un maxim de 2.84m.



**Figura 4.8** Analiza valurilor  $H_s$  din Marea Caspic. În fundal este reprezentat câmpul scalar al înălțimilor semnificative de val iar în prim plan vectorii de val (cu săgeți negre). Puncte din domeniul de calcul care înregistrează valori maxime ale înălțimilor semnificative de val sunt marcate cu cercuri. În figură sunt reprezentate: a) CS1-condiții energetice medii (pentru 2009/10/02/h18); b) CS2-condiții energetice mari (pentru 2009/11/27/h03).

Figura 4.9a prezintă în fundal puterea de val normalizată ( $E_{TR}/E_{TRmax}$ ) pentru CS1 iar în prim plan vectorii de transport ai energiei (reprezentați cu săgeți). Zonele din domeniul de calcul corespund toare puterii de val maxime sunt de asemenea marcate cu cercuri.

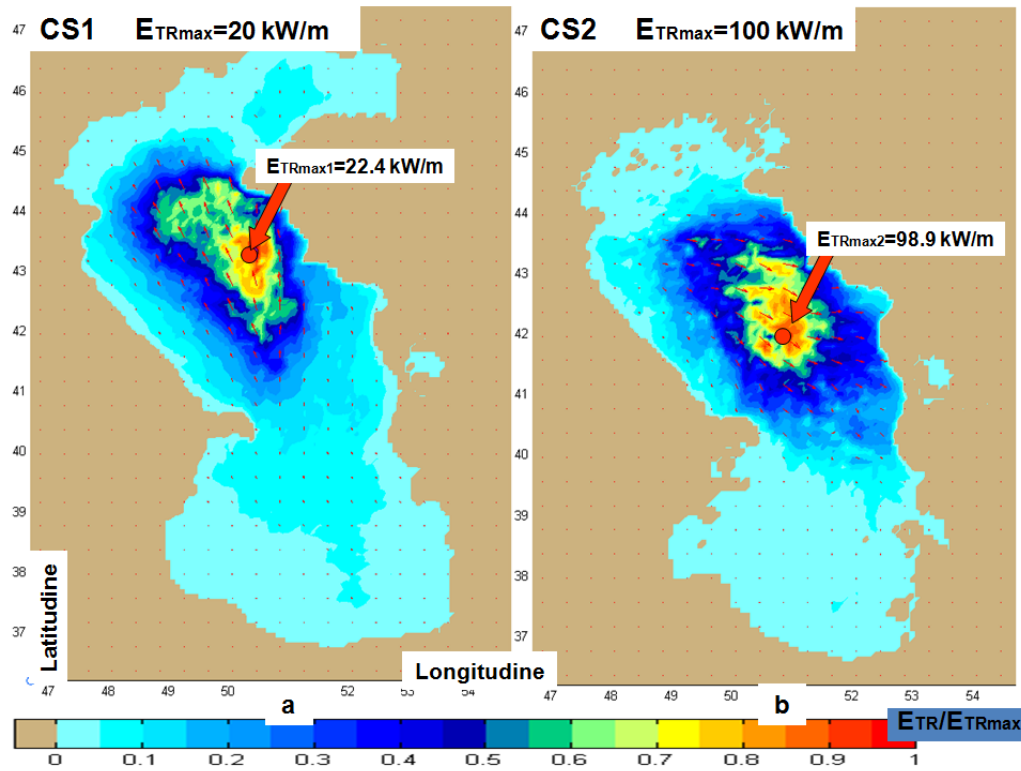
În SWAN, componentele energiei de transport (exprimate în W/m, energie de transport pe lungime de front de val), sunt calculate cu următoarea relație:

$$E_{TRx} = \rho g \iint c_x E(\sigma, \theta) d\sigma d\theta$$

$$E_{TRY} = \rho g \iint c_y E(\sigma, \theta) d\sigma d\theta,$$
(4.1)

unde: x, y sunt coordonatele sistemului (pentru coordonatele sferice axa x corespunde longitudinii și axa y corespunde latitudinii),  $E(\sigma, \theta)$  spectrul de energie al valurilor și  $c_x, c_y$  sunt vitezele de propagare ale energiei valurilor în spațiul geografic definit de:

$$\frac{d\vec{x}}{dt} = (c_x, c_y) = \vec{c}_g + \vec{U}.$$
(4.2)



**Figura 4.9** Analiza energiei valurilor din Marea Caspic. În fundal este prezentat energia normalizată din val ( $E_{TR}/E_{TRmax}$ ) iar în prim plan vectorii energiei de transport (reprezentăți cu săgeți și evaluați în kilowati pe lungime de val (metri)). Puncte din domeniul de calcul cu valori maxime ale puterii valurilor sunt marcate cu cercuri. În figură sunt reprezentate cu: a) CS1-condiții energetice medii (pentru 2009/10/02/h18); b) CS2-condiții energetice mari (pentru 2009/11/27/h03).

Valoarea absolută a energiei de transport (indicat de puterea de val) este definit prin relația:

$$E_{TR} = \sqrt{E_{TRx}^2 + E_{TRY}^2}.$$
(4.3)

În final puterea de val normalizată adimensională va fi exprimată prin:

$$E_{TRn} = \frac{E_{TR}}{E_{TRmax}}. \quad (4.4)$$

Pentru simulările curente  $E_{TRmax}$  a fost definit separat pentru fiecare studiu de caz și în acest mod s-a aproximat puterea maximă de val corespunzătoare domeniului de calcul. Pentru primul caz valoarea lui  $E_{TRmax}$  a fost setată la 20kW/m care corespunde unei valori maxime a energiei din valuri de 22.4kW/m.

Cel de-al doilea studiu de caz (CS2) a fost raportat pentru data 2009/11/27/h03 și reflectă una din cele mai energetice condiții care au fost întâlnite în partea centrală a Mării Caspice pentru întreaga perioadă considerată (Decembrie 2005-Iunie 2010). Cu toate acestea nu poate fi considerat un eveniment extrem, această situație poate furniza o privire de ansamblu referitoare la cele mai energetice situații care se pot manifesta în bazinul Mării Caspice.

Rezultatele simulărilor SWAN pentru acest caz sunt prezentate în Figura 4.8b care indică în fundal câmpul scalar al înălțimilor semnificative de val, și în prim plan vectorii de val. De asemenea din analiza celor mai energetice zone marcate cu cercuri se observă un maxim de 6.11m (marcat cu cerc) înregistrat în zona centrală a bazinului.

Pentru aceeași situație, Figura 4.9b prezintă în fundal puterea normalizată de val ( $E_{TR}/E_{TRmax}$ ) iar în prim plan vectorii energiei de transport. Pentru cel de-al doilea studiu de caz  $E_{TRmax}$  fost setat la 100kW/m și corespunde unei valori maxime a energiei valurilor de 98.9kW/m (marcat cu cerc) identificat de asemenea în zona centrală a bazinului.

### 4.3 Concluzii

În prima parte a capitolului s-au analizat condițiile de val din Marea Neagră. Pe baza rezultatelor prezentate în Atlasul Mării Negre, 2008 [63] se observă o distribuție oarecum uniformă a înălțimilor și perioadelor de val în întregul bazin, în cele două sezoane principale (vară și iarnă). Datele de satelit care sunt valabile doar pentru înălțimile semnificative de val ( $H_s$ ), indică zona de nord-vest ca fiind mai energetică în care se pot manifesta și valuri cu înălțimi de 5.4m, în special în Ianuarie.

Din analiza măsurătorilor in situ, s-au pus în evidență condițiile de val mai mari înregistrate în stația Gloria (zonă offshore). În comparație cu aceasta, stația Mangalia caracteristicile de val sunt mult reduse datorită efectelor disipative care se manifestă în zonele cu apă puțin adâncă.

În cea de-a doua parte a capitolului s-au evaluat și condițiile de val din Marea Caspică. Acest lucru s-a realizat cu ajutorul măsurătorilor de satelit și a rezultatelor furnizate de modelul spectral SWAN. Rezultatele de la măsurători și simulări numerice prezintă rezultate oarecum similare, în sensul că indică zona centrală a mării ca fiind mai energetică.

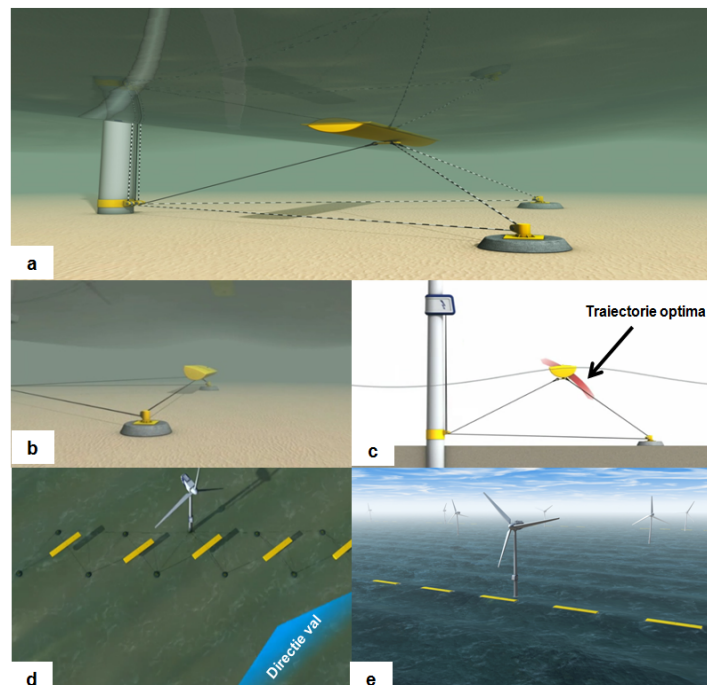
## CAPITOLUL 5

# ANALIZA ȘI VALIDAREA UNOR REZULTATE EXPERIMENTALE

### 5.1 Concept NEMOS

NEMOS este un acronim care provine de la *Nutzung des Energiepotenzials von Meereswellen in Offshore-Windparks zur Stromerzeugung* [54], fiind un sistem WEC care se adresează exclusiv zonelor offshore în care se află instalate ferme eoliene.

Sistemul NEMOS (Figura 5.1) este format dintr-un corp plutitor alungit semi-imers care are o mișcare plan-paralelă, deplasându-se în plan vertical. Această mișcare se obține prin intermediul unui sistem de cabluri la care se adaugă o serie de scripe și montaj pe fundul mării și pe stâlpul turbinei de vânt. Încă din faza de proiectare se urmărește îmbunătățirea rezistenței acestui dispozitiv în mediul marin cu ajutorul sistemului cablu-scripe, care poate retrage plutitorul sub nivelul apei în cazul furtunilor puternice.



**Figura 5.1** Sistem NEMOS [54]: a) caracteristici generale; b) protecție sistem; c) traiectorie optimă plutitor; d) poziționare sisteme pe direcția valurilor incidente; e) fermă hibrid: turbine eoliene și sisteme NEMOS.

În ceea ce privește plutitorul sub acțiunea valurilor este transmis prin intermediul sistemului de cabluri la un generator aflat deasupra suprafeței apei. Prin poziționarea acestui generator pe stâlpul de susinere al turbinei, se reduc unele problemele care pot apărea în mediul marin (ex: coroziune), realizându-se de asemenea și o conectare mai ușoară a sistemului WEC la rețeaua de distribuție a energiei electrice folosită de turbinele de vânt.

Spre deosebire de alte sisteme WEC, plutitorul în ceea ce privește urmărirea traiectoriei oarecum eliptice, care este influențat de distanța dintre cei doi scripi aflați pe fundul mării precum și de poziția acestora în raport cu stâlpul turbinei. Ținând cont de configurația actuală se preconizează obținerea unor performanțe net superioare unor alte sisteme WEC care sunt caracterizate doar de un singur grad de libertate.

La partea inferioară (imers) plutitorul este conectat la o platformă prin intermediul unei articulații cilindrice care îi permite o rotație de  $360^\circ$  în jurul axei sale, poziționând în acest mod plutitorul paralel cu crestele de val incidente.

## 5.2 Set ri experiment

Rezultatele experimentale au fost obținute în urma stagiului de mobilitate extern prevăzut în programul de doctorat care a fost efectuat în cadrul departamentului de Mecatronica din cadrul Universității Duisburg-Essen, datele experimentale fiind furnizate de către centrele DST și ISMT Duisburg.

### 5.2.1 Bazin de valuri

Testele experimentale au fost realizate în bazinul de valuri din cadrul centrului ISMT, Duisburg pentru un plutitor NEMOS la o scară de 1:10.

Principalele caracteristici ale bazinului de sunt:

- lungime: 7.5m
- lățime: 1.2m
- adâncime apă (raportat la suprafața calmă): 0.8m

Experimentele au fost realizate pentru două studii de caz, și anume: a) model fix și b) corp în mișcare având doar un singur grad de libertate. Figura 5.2 prezintă setările experimentale pentru cazul în care corpul este complet fixat pe o platformă, poziționat la o distanță de 3.1m față de generatorul de valuri. Pe măsură ce valurile trec de modelul experimental acestea sunt absorbite de o zonă de amortizare, pentru a împiedica refracția acestora și influențarea acurateții rezultatelor.

Pentru cazul în care s-a analizat corpul mobil (Figura 5.3 și Figura 5.4), în ceea ce privește acestuia a fost restrâns la un singur grad de libertate prin intermediul unui ghidaj liniar care permite deplasarea doar pe verticală.

De asemenea prin tensionarea unei frânghii care este conectată la modelul experimental s-a modificat adâncimea de imersie a corpului pentru a identifica comportarea acestuia în funcție de diverșii parametri de val.



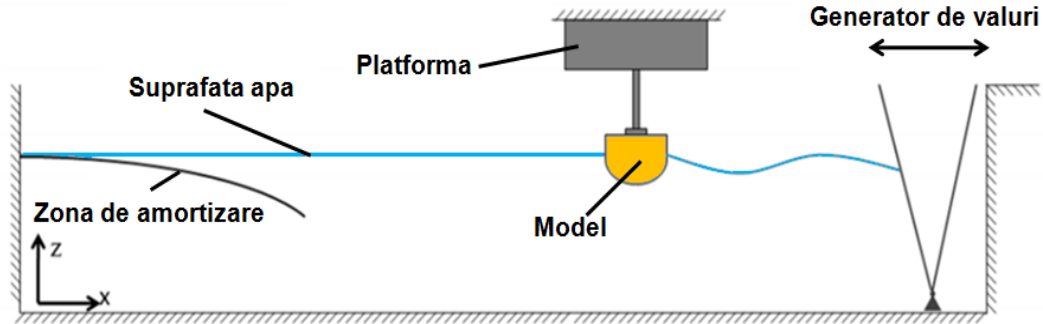


Figura 5.2 Setare test experimental: corp fix

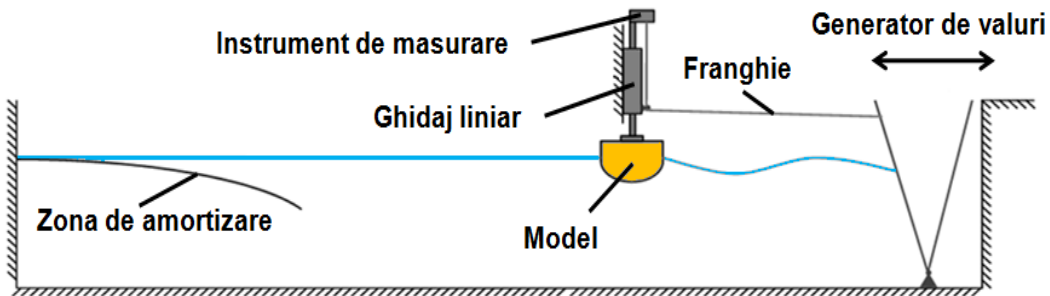


Figura 5.3 Setare test experimental: corp mobil



Figura 5.4 Prezentare model și setări experimentale - corp mobil

## 5.2.2 Model la scar

Figura 5.5 prezintă modelul experimental folosit pentru analize. Acesta este raportat la o scară de 1:10, are o rază de 0.12m și o lungime de 1.2m. Greutatea acestuia este de circa 3.4kg. Pentru cele două studii de caz s-a folosit același model, singura diferență fiind dată

de adâncimea de imersie care pentru modelul fix a fost setat la 0.055m, în timp ce pentru corpul mobil s-a folosit o adâncime de aproximativ 0.047m (38.9% din adâncimea maxim de imersie).

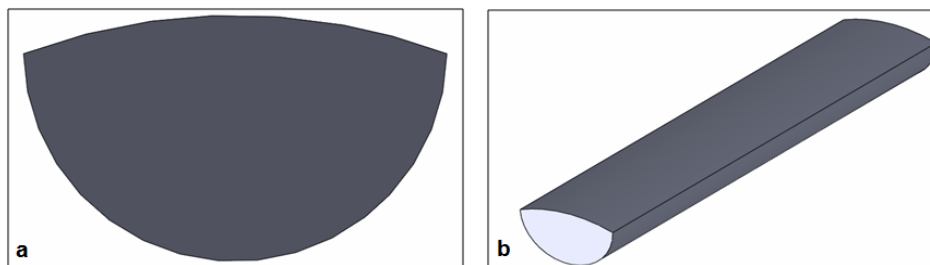


Figura 5.5 Model experimental: a) sec iune; b) model 3D

### 5.2.3 Condi ii de val

În Tabelul 5.1 sunt prezentate condi iile val considerate în cadrul testelor experimentale. Pentru corpul fix s-au realizat patru studii de caz notate cu CS1.1, CS1.2, CS1.3 și CS1.4 în care parametrii de val variaza astfel:

- în l imea de val scade de la 0.101m (CS1.1) până la 0.086m (CS1.4).
- lungimea de val cre te de la 2.51m (CS1.1) până la 3.72m (CS1.4).
- perioada de val cre te de la 1.27s (CS1.1) până la 1.65s (CS1.4).

Rezultatele au fost evaluate pentru un pas de timp de 0.01s, cea mai lung înregistrare fiind raportat pentru studiul de caz CS1.4 cu 9.9s, în timp ce studiile de caz CS2 și CS3 înregistrează 6s.

În ceea ce prive te corpul mobil (CS2.1), s-au simulat mai multe condi ii de val și adâncimi de imersie ale corpului, dar din acestea cele mai bune performan e au fost raportate pentru: în l ime de val - 0.105m; lungime de val - 2.05; perioad e de val - 1.15s.

Rezultatele ob inute au același pas de timp (0.01s), acoperind un interval de 10.32s. Pentru a putea face o compara ie între studiile de caz considerate, lungimea înregistr rilor a fost împ r it la perioada de val corespunz toare fiec rei simul ri, ob inându-se în acest mod o perioad e normalizat ( $T_{norm}$ ).

Tabelul 5.1 Parametrii de val considera i pentru cele două studii de caz: fix (CS1) și mobil (CS2)

Studiu de caz	În l ime val (m)	Lungime val (m)	Perioad e val (s)	M sur tori experimentale (s)
Studiu de caz 1: corp fix				
CS1.1	0.101	2.51	1.27	140.74 0.01 147.45
CS1.2	0.096	2.95	1.42	159.20 0.01 165.20
CS1.3	0.09	3.32	1.53	150.10 0.01 156.1
CS1.4	0.086	3.72	1.65	38.08 0.01 47.98
Studiu de caz 2: corp mobil				
CS2.1	0.105	2.05	1.15	82.98 0.01 93.3

### 5.3 Program AQWA - aspecte teoretice

Simulările numerice prin care se analizează interacțiunile hidrodinamice care apar din interacțiunea valurilor cu modelul experimental au fost obținute cu ajutorul pachetului de programe AQWA (*Atkins Quantitative Wave Analysis*). Acestea se bazează pe teoria difracției/radiației, care se aplică în cazul corpurilor care au ca efect perturbarea câmpului de valuri incident. Din pachetele de programe AQWA trei module prezintă interes [68]:

a) **AQWA-LINE**: acesta este folosit pentru a calcula răspunsul liniar al unei structuri fixe sau plutitoare sub acțiunea valurilor regulate. Forțele hidrodinamice care rezultă sunt compuse din forțe de radiație care apar din mișcarea corpului și din forțe active sau de excitație din valuri. La rândul lor aceste forțe de excitație din valuri sunt compuse din forțe de difracție care apar din împrăștierea câmpului de valuri incident și din forțe Froude-Krylov care rezultă din acțiunea presiunii din câmpul de valuri neperturbat.

Deoarece mișcarea se presupune a fi armonică, soluția este obținută în domeniul frecvențelor, astfel că în domeniul timpului, valorile încreșterilor din valuri și componentele mișcării rezultate sunt egale cu zero, rezultatele obținute în această etapă fiind stocate sub forma operatorilor RAO.

b) **AQWA-LIBRIUM**: stabilește configurația de echilibru static al unui sistem plutitor, luând în considerare pe lângă interacțiunile din valuri și legăturile cu mediul exterior cum ar fi: linii de ancorare, articulații, influența curenților marini, etc. Acest modul face legătura între rezultatele din domeniul frecvențelor și cele din domeniul timpului și datorită faptului că identifiacă pozițiile de echilibru sunt eliminate efectele tranzitorii care apar la începutul simulărilor obținându-se o acuratețe mai bună a rezultatelor.

c) **AQWA-NAUT**: este folosit pentru analiza în domeniul timpului a structurilor aflate în mediul marin pe baza interacțiilor din valuri și a deplasării structurii. Acest lucru implică discretizarea întregii suprafețe a structurii în panouri pentru a crea un model hidrostatic și hidrodinamic. Fiecare panou are în centrul lui câte o sursă care este folosită de program pentru a identifica intensitatea acestei surse în raport cu condițiile impuse de cele trei regiuni de frontieră :

- învelișul exterior al corpului (care nu permite trecerea fluidului prin acesta)
- fundul mării (care nu permite trecerea fluidului prin acesta)
- suprafața liberă a apei.

În această etapă sunt luate în considerare efectele neliniare date de forțele Froude-Krylov și forțele hidrostatice care sunt evaluate pe baza caracteristicilor secțiunii imerse suprasuprafeței câmpului de valuri incident. Pentru fiecare etapă din simulare se cunosc pozițiile și viteza structurii care sunt raportate la centrul de greutate al structurii, acestea fiind obținute prin integrarea tuturor valorilor indicate de termenii sursei.

Cunoscându-se pozițiile suprafeței imerse a corpului în raport cu valul incident se poate evalua în continuare distribuția presiunilor și a forțelor care sunt raportate pentru toate gradele de libertate ale structurii. Pe baza noii poziții de echilibru care a fost identificat în pasul anterior, se reiau analizele rezultând în acest mod o serie de timp de mișcării structurii.

## 5.4 Rezultate

### 5.4.1 Studiu de caz 1 (CS1): corp fix

Pentru a putea analiza interacțiunea dintre corpul fix și valurile incidente s-a adăugat o articulație rigidă în centrul de greutate al structurii folosind opțiunea DCON (Define Constraint). Prin intermediul acestei opțiuni se permite transmiterea forțelor pe cele trei direcții principale (x, y, z) dar nu se permite rotirea modelului.

Programul AQWA are o limită maximă de 12000 de elemente, din care 8000 putând fi elemente de difracție (pentru partea imersă), dar în schimb pentru corpul NEMOS considerat (Figura 5.6) cea mai bună discretizare s-a obținut pentru un număr de 3800 de elemente dintre care aproximativ 1400 sunt elemente de difracție corespunzând unui pas de discretizare de 0.0257m.

Pentru un pas de discretizare mai fin s-au obținut diverse modele de discretizare pentru partea imersă și emersă a modelului care nu asigură o discretizare continuă în tot corpul acestuia și astfel nu este posibilă rularea simulărilor.

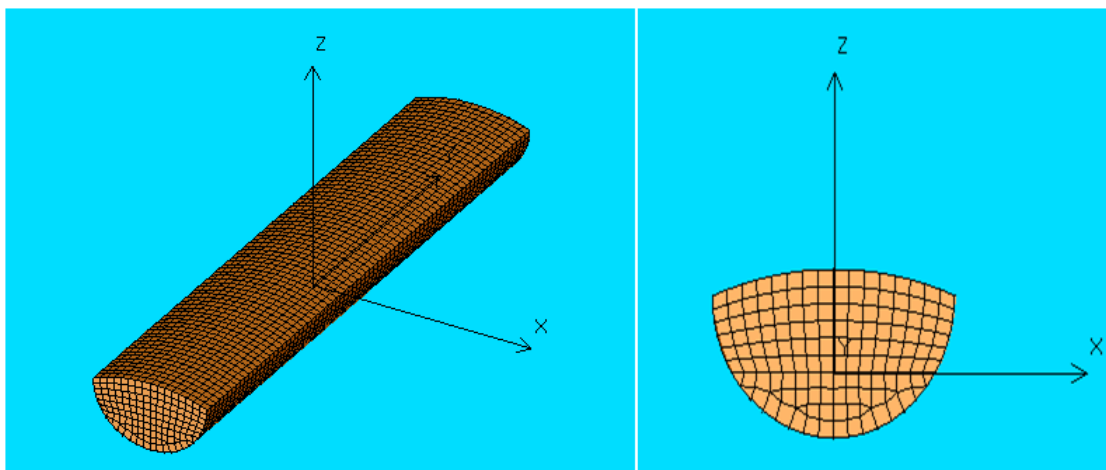


Figura 5.6 Discretizare model fix

Raportat la sistemul global de referință, valurile acționează în sens invers axei X, corespunzând unei direcții de  $180^\circ$  la fel ca și în cazul testelor experimentale. Pentru modelul fix, rezultatele experimentale constau în identificarea forțelor care apar sub acțiunea valurilor, mai precis componentele acestora după axa x și z. Forțele  $F_x$  și  $F_z$  obținute în urma simulărilor numerice, sunt raportate la centrul de greutate al structurii.

### Studiu de caz - CS1.1

În Figura 5.7 este prezentată distribuția forțelor după axa x ( $F_x$ ) pentru testele experimentale (notate cu model) și pentru simulările numerice (notate cu AQWA), acestea fiind raportate la o perioadă normalizată ( $T_{norm}$ ). În general se observă o bună concordanță

între cele două seturi de date, cu menirea că datele experimentale indică o zonă de amortizare a forțelor care este mult mai accentuată în jurul valorii zero, prezentând de asemenea și valori minime mai mari.

Datele experimentale variază într-un interval de circa 39.8N înregistrând o valoare maximă de 16.8N, în timp ce valoarea minimă este de 23N.

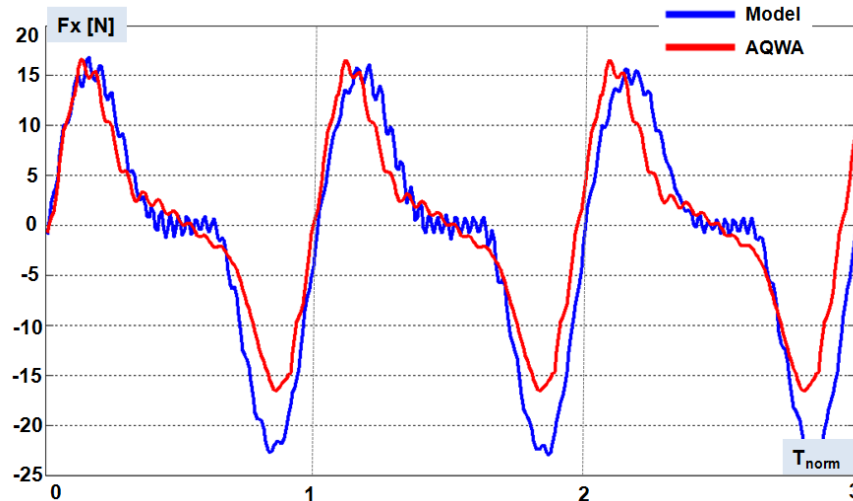


Figura 5.7 Studiu de caz CS1.1: comparații între experiment și simulările numerice - forța  $F_x$  (N)

Simulările numerice prezintă o evoluție similară atât ca formă cât și ca intensitate cu rezultatele experimentale în special pentru porțiunea de interval situată deasupra valorii zero, indicând o zonă de amortizare care nu este atât de evidentă ca în cazul experimentului. Valorile maxime ale forțelor  $F_x$  din simulările numerice variază între 16.6N și -16.6N existând o distribuție oarecum simetrică a datelor între aceste valori limită.

Distribuția forțelor  $F_z$  pentru cazul CS1.1 este prezentată în Figura 5.8. Cele două seturi de date prezintă o evoluție sinusoidală, având o distribuție similară a datelor atât ca intensitate cât și ca formă, existând totuși un mic defazaj între acestea.

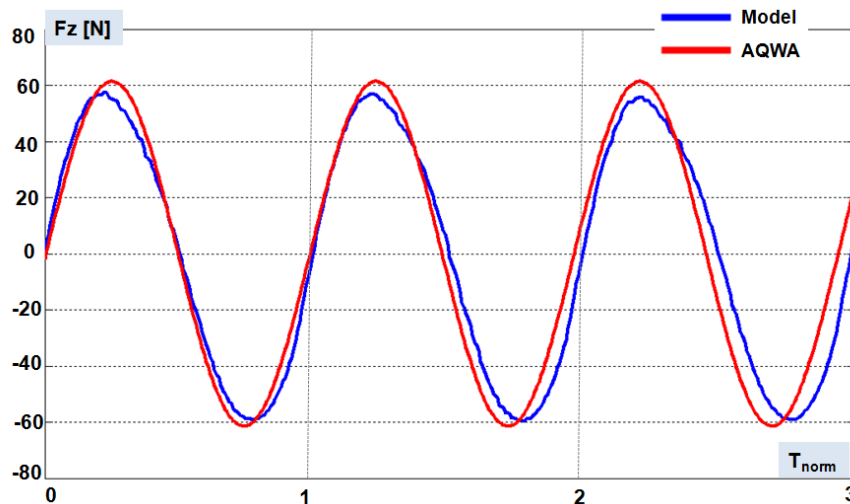


Figura 5.8 Studiu de caz CS1.1: comparații între experiment și simulările numerice - forța  $F_z$  (N)

Rezultatele experimentale înregistrează valori între 57.7N și -59.7N, în timp ce simulările numerice prezintă valori mai mari cu un maxim de 61.4N și un minim de -61.4N, existând o diferență maximă de circa 3.7N între cele două seturi de date.

### Studiu de caz - CS1.2

Evoluția forțelor  $F_x$  este prezentată în Figura 5.9. La o primă analiză se observă că datele din simulările numerice prezintă o distribuție similară cu cea indicată de experiment dar pentru condițiile de val considerate nu mai există zone de amortizare similare cu cele din cazul CS1.1.

Datele experimentale indică o valoare maximă de 8N în timp ce valoarea minimă este de circa -9.7N, în timp ce pentru simulările numerice forțele variază între 9.3N și -9.2N. În partea superioară a graficului se înregistrează o bună concordanță între cele două seturi de date, în timp ce în zona inferioară există un mic defazaj.

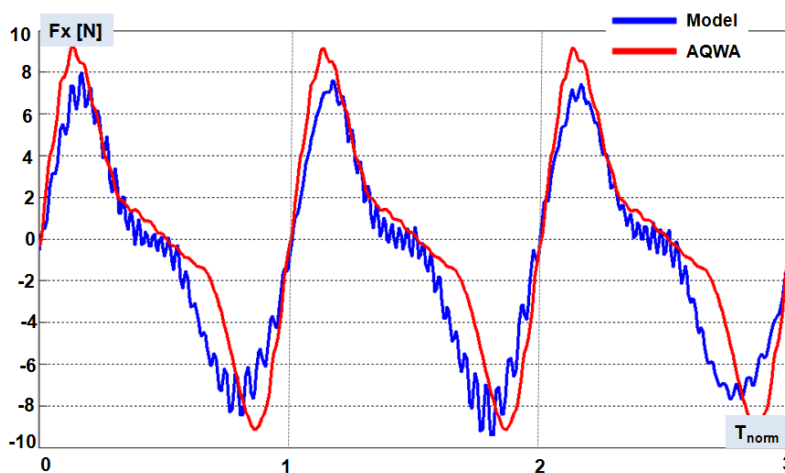


Figura 5.9 Studiu de caz CS1.2: comparații între experiment și simulările numerice - forța  $F_x$  (N)

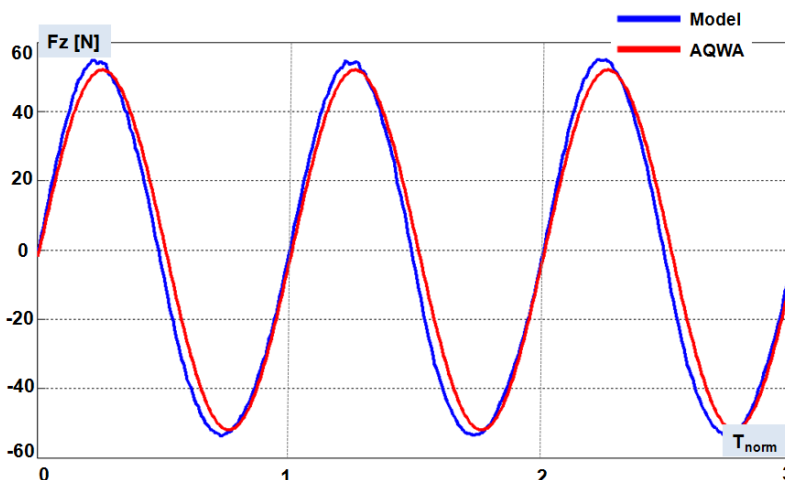


Figura 5.10 Studiu de caz CS1.2: comparații între experiment și simulările numerice - forța  $F_z$  (N)

Pentru acest caz, forțele  $F_z$  (Figura 5.10) înregistrează o evoluție similară pentru cele două seturi de date, existând totuși valori mai mari raportate pentru datele experimentale. Forțele din experiment variază între 55N și -54N, în timp ce simulările numerice prezintă valori maxime/minime de  $\pm 52$ N. În comparație cu cazul CS1.1 forțele  $F_z$  din simulările numerice s-au redus cu circa 9.4N.

### Studiu de caz - CS1.3

În Figura 5.11 este reprezentată distribuția forțelor  $F_x$  pentru modelul fix pe baza condițiilor de val din cazul CS1.3. Acestea au o evoluție similară cu cea indicată pentru cazul CS1.2, cu menținerea valorilor minime ( $< 0$ N) ale simulărilor numerice sunt mai mici decât cele din experiment.

Valorile maxime sunt în jur de 6.7N (experiment) și de 7.2N (AQWA) în timp ce minimele sunt situate în apropierea valorilor -9.2N (experiment) și -7.3N (AQWA). Se observă o bună corelare a datelor pentru partea superioară a graficului ( $> 0$ ) și pentru zonele ascendente.

În cazul valorilor minime ( $< 0$ ) se observă un anumit defazaj al simulărilor numerice care apare datorită unei lungimi mai mari a zonei care face legătura între partea superioară și cea inferioară a graficului.

Pentru forțele  $F_x$ , din Figura 5.12 se observă aceeași distribuție sinusoidală în care simulările numerice prezintă valori mai mici decât datele experimentale.

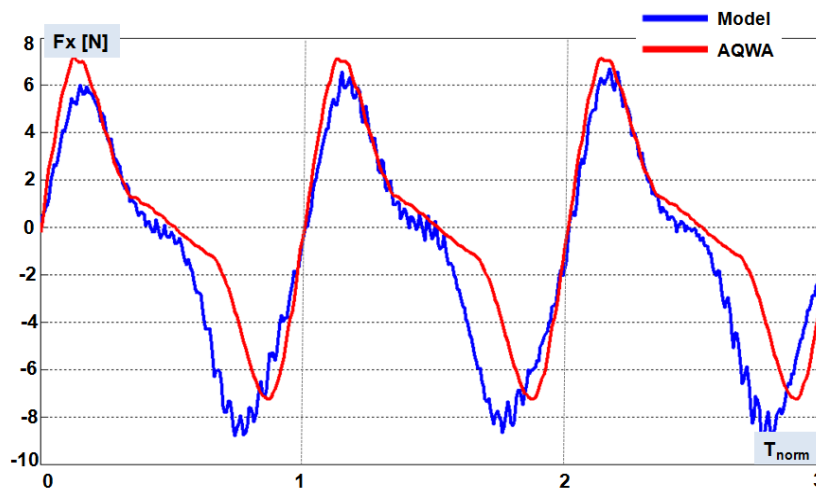


Figura 5.11 Studiu de caz CS1.3: comparație între experiment și simulările numerice - forțe  $F_x$  (N)

Pentru simulările numerice intervalul dintre valorile minime și maxime este de circa 87.3N, în timp ce datele experimentale indică o valoare de 104N.

Cea mai mare diferență (8.4N) se înregistrează pentru valorile maxime în care datele experimentale înregistrează un maxim de 52N. După cum era de așteptat, se observă că odată cu scăderea în limitele de val considerate pentru analiză se reduc și forțele care acționează asupra modelului experimental.

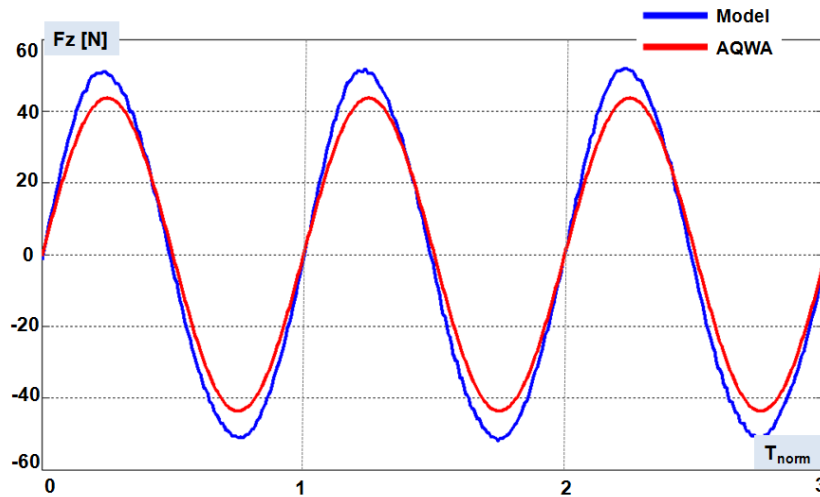


Figura 5.12 Studiu de caz CS1.3: comparații între experiment și simulările numerice - forța  $F_z$  (N)

### Studiu de caz - CS1.4

Evoluția forțelor  $F_x$  este prezentată în Figura 5.13 pentru studiul de caz CS1.4. Datele experimentale indică o zonă de amortizare semnificativă a forțelor în apropierea valorii zero și o variație a valorilor minime de la  $T_{norm1}$  (-12.5N) până la  $T_{norm3}$  (-18.8N). În ceea ce privește valorile maxime acestea prezintă vârfuri care depășesc 11N pentru perioadele  $T_{norm1}$  și  $T_{norm3}$ , în timp ce pentru  $T_{norm2}$  se observă maxime de 9.5N.

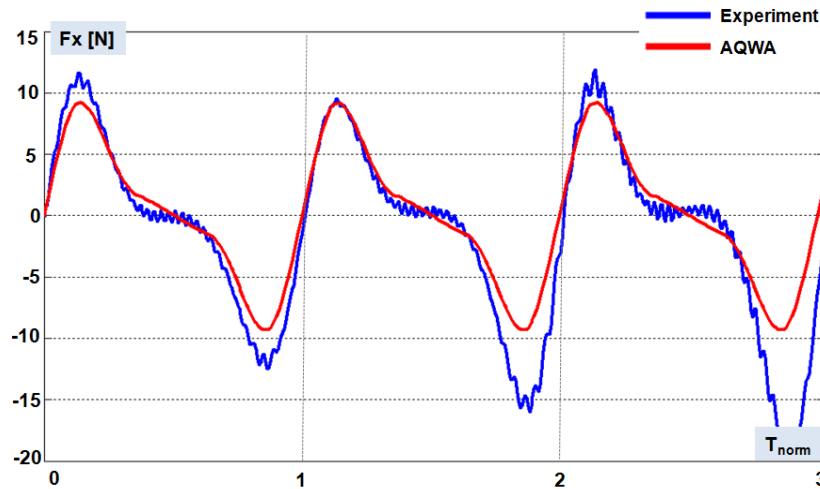


Figura 5.13 Studiu de caz CS1.4: comparații între experiment și simulările numerice - forța  $F_x$  (N)

Referitor la simulările numerice se poate considera că acestea validează într-o mare măsură rezultatele experimentale în special în ceea ce privește valorile maxime (9.5N) fără a exista acel defazaj care s-a înregistrat pentru cazurile CS1.2 și CS1.3.



Pentru forțele  $F_z$  din Figura 5.14 se observă o variație a datelor experimentale înregistrându-se diferențe de circa 18.7N (valori maxime) și 18.5N (valori minime) între experiment și simulările numerice care prezintă valori maxime/minime de  $\pm 37.1$ N

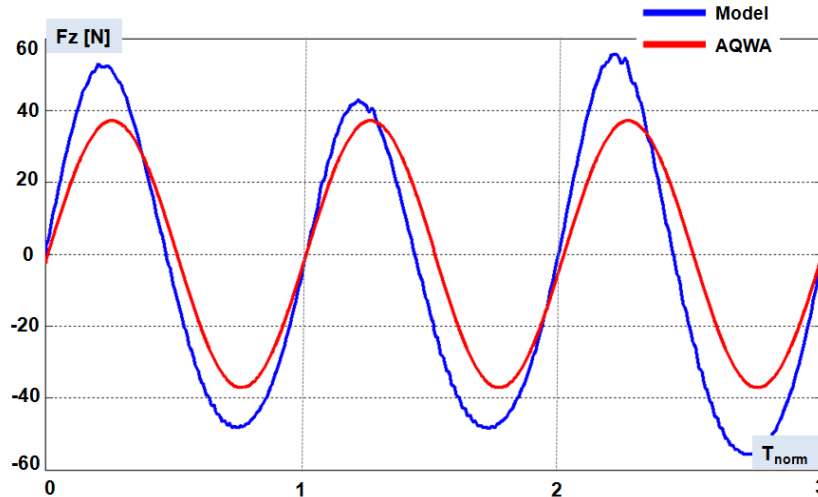


Figura 5.14 Studiu de caz CS1.4: comparații între experiment și simulările numerice - forțe  $F_z$  (N)

### 5.4.2 Studiu de caz 2 (CS2): corp mobil

Pentru cazul mobil în cadrul testelor experimentale s-a simulat doar mișcare pe verticală (după axa  $z$ ), astfel că o restricție similară s-a introdus în AQWA pentru a neglija celelalte grade de libertate. Pentru a restricționa celelalte grade de libertate s-au introdus 8 stabilizatoare (*fenders*) în planul orizontal folosind opțiunea FEND, în timp ce pentru a menține corpul în poziția în care se află s-a introdus de asemenea și o linie de ancorare.

Mai multe detalii privind setările acestui model sunt prezentate în Figura 5.15.

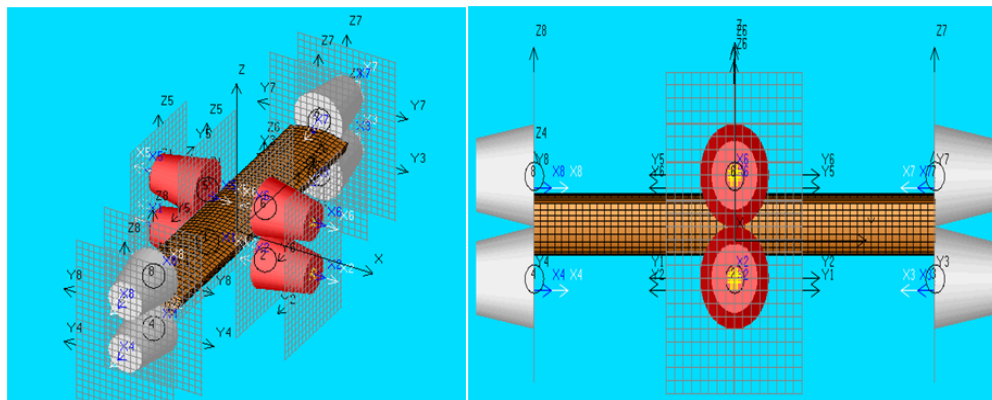


Figura 5.15 Studiu de caz CS2 - corp mobil

Chiar dacă adâncimea de imersie s-a modificat de la 0.055m (corp fix) la 0.047m pentru corpul mobil s-a realizat o discretizare similară cu cea folosită în cazul corpului fix, respectiv cu un pas de discretizare de 0.0257m care corespunde unui număr de 1400 de

panouri de difracție. În urma testelor experimentale s-au obținut rezultate care prezintă deplasarea corpului de-a lungul axei  $z$  precum și distribuția forțelor după aceeași axă.

În Figura 5.16 este prezentată deplasarea corpului mobil (în mm) de-a lungul axei  $z$  indicată de testele experimentale și de simulările numerice. Raportat la înălțimea de val considerată (0.105m) din datele experimentale rezultă o amplitudine a mișcării de circa 0.59% din amplitudinea de val.

Simulările numerice indică o deplasare mai mare a corpului care înregistrează o amplitudine de circa 0.68% (0.36mm) din cea de val. Pentru cele trei perioade normalizate considerate se observă un defazaj în creștere între simulări și experiment.

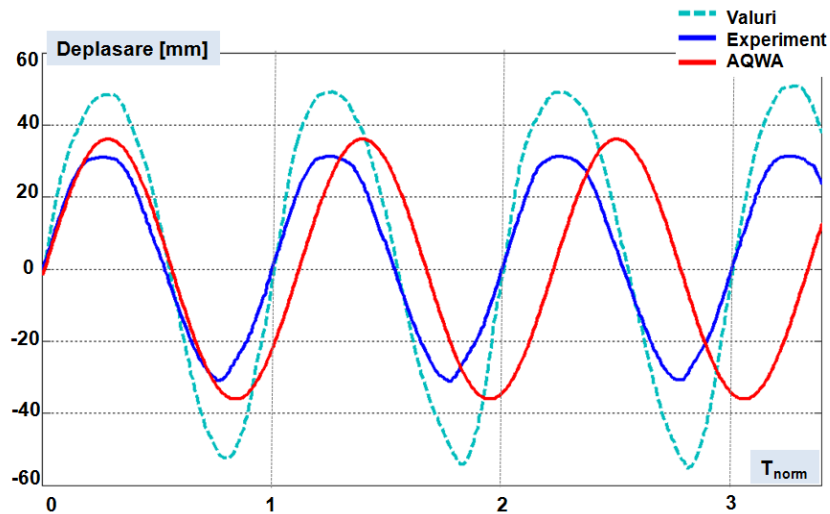


Figura 5.16 Studiu de caz CS2: deplasare corp mobil (mm) indicată de experiment și de simulările numerice

Din distribuția forțelor  $F_z$  (Figura 5.17) se observă valorile mai mari ale simulărilor numerice cu un total de circa 147N (între valorile maxime și minime) în timp ce testele experimentale prezintă în jur de 85% din acestea cu un total de 126N.

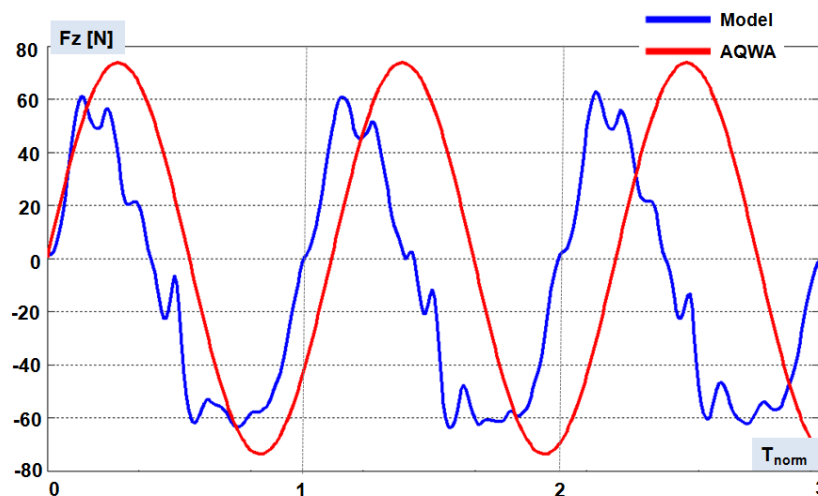


Figura 5.17 Studiu de caz CS2: comparație între experiment și simulările numerice - forțe  $F_z$  (N)

Pentru acest caz formele din experiment prezintă variații de-a lungul seriilor de timp, aspect ce nu este reflectat în simulările numerice care au un aspect sinusoidal.

## 5.5 Concluzii

Utilizarea energiei valurilor, pentru a produce electricitate reprezintă un domeniu în creștere care poate contribui la diversificarea surselor de energie regenerabile. Din categoria sistemelor hibride s-a prezentat conceptul NEMOS, precum și câteva detalii din primele etape de testare ale acestui sistem. Având în vedere că în validarea rezultatelor experimentale s-a folosit programul ANSYS AQWA, s-au introdus și câteva noțiuni teoretice referitoare la acest soft.

Ca o concluzie generală se poate afirma că simulările numerice validează în mare măsură rezultatele experimentale, atât ca formă cât și ca intensitate, pentru studiile de caz considerate (fix și mobil).

## CAPITOLUL 6

# STUDII PRIVIND DEZVOLTAREA FERMELOR DE VAL I VÂNT ÎN ZONA DE NORD-VEST A BAZINULUI MĂRII NEGRE

### 6.1 Potențialul energetic al vântului din zona de nord-vest a Mării Negre

Pentru a evalua viteza vântului și energia produsă de o turbină, datele de vânt trebuie ajustate la o înălțime de circa 80m folosind o lege logaritmică. Pentru condiții atmosferice stabile, viteza vântului  $U$  la o anumită înălțime  $z$  se obține cu relația [69]:

$$U = U_{ref} \frac{\ln(z/z_0)}{\ln(z_{ref}/z_0)} \quad (6.1)$$

unde  $z_0=0.2m$  este un factor care caracterizează suprafața calmă a mării [70], iar  $z_{ref}$  și  $U_{ref}$  reprezintă înălțimea și viteza la care sunt raportate datele inițiale de vânt. Pe lângă viteza vântului, un alt parametru folosit pentru a evalua energia conținută în mișcarea maselor de aer este densitatea de putere  $P$  ( $W/m^2$ ) care se obține din:

$$P = \frac{1}{2} \rho U^3 \quad (6.2)$$

unde,  $\rho = 1.225kg/m^3$  este densitatea aerului.

Cu toate acestea producția de energie este direct legată de caracteristicile de conversie aerodinamice, mecanice și electrice [71] densitatea de putere reprezintă un bun indicator în evaluarea potențialului unei anumite zone deoarece este independent de caracteristicile unui anumit tip de turbină de vânt. În final, puterea teoretică care poate fi extrasă din vânt este obținută cu relația [72]:

$$P_{avail} = \frac{1}{2} \rho A U^3 C_p \quad (6.3)$$

unde,  $A$  reprezintă aria rotorului calculată pe baza lungimii paletelor turbinei iar  $C_p$  este un coeficient de eficiență care ține seama de legea lui Betz [73].

În acest scop, s-au considerat caracteristicile turbinei de vânt Siemens 2.3-93 [74] pe baza faptului că acest tip de turbină este frecvent folosit în proiecte eoliene offshore, cum ar fi: Horns Rev II, Rødsand II, Lillgrund sau Baltic I [75]. Turbina de vânt Siemens 2.3-93 (Siemens 2.3) este proiectată să funcționeze la o înălțime de 80m și să obțină o putere maximă de 2300kW, mai multe detalii tehnice despre aceasta fiind prezentate în Tabelul 6.1.

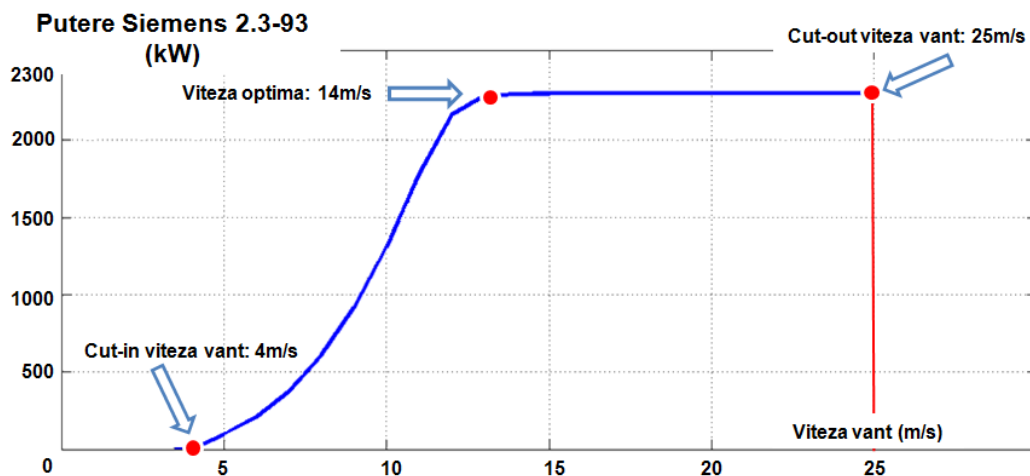
**Tabel 6.1** Caracteristici tehnice ale turbinei de vânt Siemens 2.3[74]

Caracteristici	Siemens 2.3
Putere maximă (kW)	2300
Cut-in viteză vânt (m/s)	4
Cut-out viteză vânt (m/s)	25
Viteză optimă (m/s)	14
Număr de palete	3
Înălțime turbină (m)	80
Diametru rotor (m)	93
Arie rotor (m <sup>2</sup> )	6800

Acest tip de turbină este caracterizat de o valoare cut-in a vitezei vântului de 4m/s la care va începe să producă energie electrică, iar pe măsură ce viteza vântului crește și cantitatea de energie va crește proporțional ajungându-se la un punct de saturație corespunzător unei viteze a vântului de 14m/s când turbina va lucra la puterea maximă pentru care a fost proiectată.

Chiar dacă viteza vântului crește peste această valoare cantitatea de energie va fi aceeași (2300kW) ajungându-se în final la o valoare cut-out de 25m/s unde turbina va fi oprită pentru a preveni distrugerea ei.

Pentru această turbină, curba de putere care indică performanțele pentru diverse viteze ale vântului este prezentată în Figura 6.1.



**Figura 6.1** Curba de putere a turbinei de vânt Siemens 2.3-93.

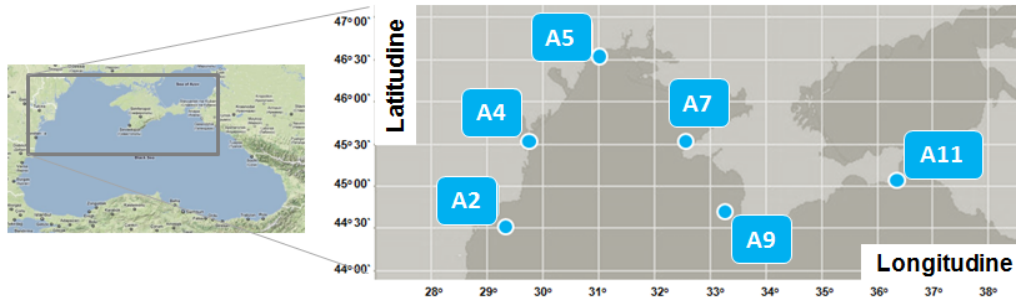


Figura 6.2 Pozițiile celor 6 puncte de referință situate în nord-vestul Mării Negre

În această secțiune au fost considerate un număr de 6 puncte situate în zona de nord-vest ale căror caracteristici au fost prezentate în Capitolul 3. Acestea sunt prezentate în Figura 6.2 în care sunt reprezentate cu: A2 (Gloria); A4 (Primorskoye); A5 (Yuzniy); A7 (Chernomorskoye); A9 (Khersoneski Mayak) și A11 (Zavetnoye).

Pentru a identifica potențialul energetic al vântului în aceste puncte de referință (la o înălțime de 80m) s-au considerat măsurători in situ și date furnizate de modelul ECMWF ale căror caracteristici au fost prezentate de asemenea în Capitolul 3.

### 6.1.1 Analiza condițiilor de vânt la 80m înălțime

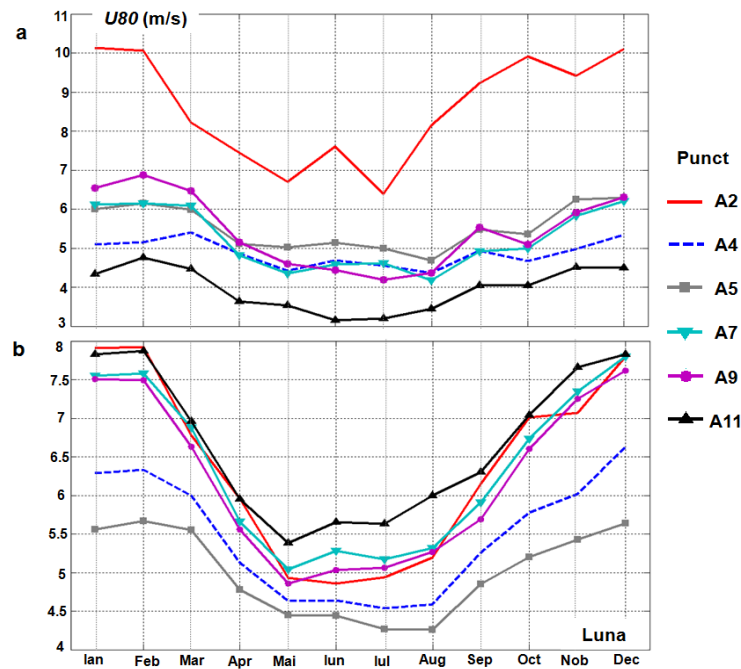
Turbina de vânt considerată este proiectată să funcționeze la o înălțime de 80m astfel încât în această secțiune sunt analizate condițiile de vânt de la acest nivel. Figura 6.3 prezintă distribuția sezonieră a vitezelor de vânt medii, în care datele de la măsurători indică stația A2 ca fiind mai energetică cu un maxim de 10.1m/s (perioada de iarnă) în timp ce o valoare de 6.39m/s este raportată în perioada de vară.

Pentru celelalte stații, valoarea maximă a vitezei vântului este de circa 7m/s (perioada de iarnă) pentru stația A9 în timp ce valori mai scăzute sunt raportate la stația A11 cu o viteză medie a vântului de 3.2m/s (pentru perioada de vară).

În raport cu măsurătorile in situ, datele ECMWF prezintă aceeași evoluție sezonieră, ilustrând o mai bună delimitare a sezonului de vară față de cel de iarnă. Considerând valorile medii, se poate observa că cele mai mari viteze ale vântului sunt raportate pentru stațiile A2 și A11 cu viteze ale vântului de aproximativ 7.9m/s în lunile Ianuarie și Februarie, în timp ce pentru luna Decembrie o valoare de 7.8m/s este indicată. Din acest punct de vedere, stația A5 poate fi considerată cea mai puțin energetică cu o valoare minimă de 4.3m/s care este înregistrată în lunile Iulie și August.

O analiză statistică a condițiilor regionale de vânt raportate la o înălțime de 80m este prezentată în Tabelul 6.2 considerând măsurători in situ pentru perioada de timp Ianuarie 1999-Decembrie 2009. Aceste rezultate sunt raportate la perioada totală și la sezonul de iarnă și includ diverși indicatori statistici (mediana, medie, deviație standard, etc). În ceea ce privește capacitatea de operare (%) aceasta indică procentul din perioada de timp

considerat (total sau sezon de iarnă) în care turbina produce energie electrică în funcție de valorile *cut-in* (4m/s) și *cut-out* (25m/s) ale turbinei.



**Figura 6.3** Viteza medie a vântului la 80m pentru cele 6 puncte de referință considerate. Analiză efectuată pentru intervalul de timp 1999/01/01–2009/12/31, unde: a) măsurători in situ și b) date ECMWF.

Prin capacitatea optimă (%) s-a identificat performanța turbinei de vânt de a produce o cantitate maximă de energie (2.3MW) calculate pe baza distribuției condițiilor de vânt între viteza de vânt optimă (14m/s) și valoarea *cut-out*.

**Tabel 6.2** Caracteristici ale condițiilor de vânt la 80m pe baza măsurătorilor in situ corespunzătoare punctelor de referință considerate. Analiză efectuată pentru intervalul de timp 1999/01/01–2009/12/31, raportată la perioada totală de iarnă.

Puncte	Perioadă de timp	50 <sup>th</sup> (m/s)	Valoare medie (m/s)	95 <sup>th</sup> (m/s)	Capacitate de operare (%)	Capacitate optimă (%)	Std. (m/s)	Skew	Kurt
A2	Total	8.52	8.59	14.92	88.43	9.85	4.16	0.36	3.18
	Iarnă	9.59	9.68	17.05	92.33	14.66	4.26	0.24	3.03
A4	Total	3.57	4.93	11.92	48.43	2.00	3.16	1.28	5.35
	Iarnă	3.61	5.07	11.96	49.12	2.34	3.21	1.28	5.35
A5	Total	4.76	5.51	10.72	60.70	1.74	3.13	0.74	3.65
	Iarnă	5.96	5.95	11.90	65.28	2.73	3.31	0.77	3.87
A7	Total	4.51	5.24	11.81	55.72	1.46	3.37	0.84	3.58
	Iarnă	4.81	5.86	11.92	61.67	2.43	3.60	0.73	3.37
A9	Total	4.76	5.35	12.10	55.34	1.60	3.35	0.78	3.24
	Iarnă	5.96	6.21	13.11	65.54	3.02	3.62	0.57	2.89
A11	Total	3.57	4.08	9.53	42.51	1.34	2.85	1.62	7.42
	Iarnă	3.45	4.45	9.78	48.30	1.99	3.04	1.60	7.40

Pentru perioada totală, valoarea mediană indică stația A2 ca fiind mai energetică cu o valoare de 8.5m/s fiind urmată de punctele A5 și A9 cu o valoare de 4.77m/s. Condiții energetice mai scumpe sunt înregistrate de A4 și A11 cu 3.6m/s. În perioada de iarnă, stația A2 este mai energetică cu 9.6m/s în timp ce o valoare mai mică de 3.45m/s este înregistrat de către A11. Pentru percentila 95, o valoare maximă de 17m/s este înregistrat de stația A2 (sezon de iarnă), în timp ce restul punctelor de referință prezintă condiții de vânt apropiate de 12m/s, atât în perioada totală cât și în sezonul de iarnă.

Referitor la, puterea obținută de turbină se poate estima și raportat la perioada totală aceasta va funcționa într-un procent de 88.4% din timp în A2, 60.7% în A5 și 42.5% în punctul A11. Capacitatea optimă de funcționare, este mai mare în perioada de iarnă când stația A2 înregistrează o valoare maximă de 14.7% în comparație cu celelalte puncte considerate care prezintă valori de 2-3%.

În Tabelul 6.3, o analiză statistică similară este realizată considerând date ECMWF. Din analiza valorii mediane, rezultă că în perioada de iarnă punctul de referință A11 este mai energetic înregistrând condiții de vânt de apropiate de 7.3m/s, fiind urmat de punctele A2 și A7 cu 7.2m/s.

**Tabel 6.3** Caracteristici de vânt la 80m calculate pe baza datelor ECMWF pentru punctele de referință considerate. Analiza efectuată pentru perioada de timp 1999/01/01–2009/12/31, raportată la perioada totală și de iarnă.

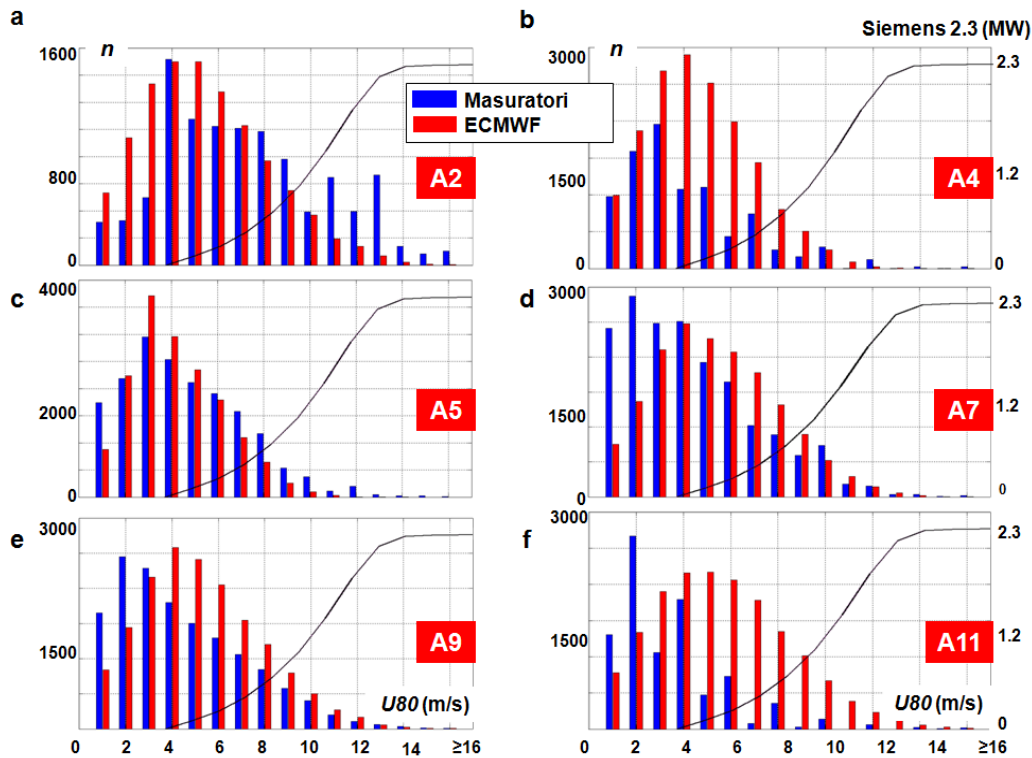
Puncte	Perioadă de timp	50 <sup>th</sup> (m/s)	Valoare medie (m/s)	95 <sup>th</sup> (m/s)	Capacitate de operare (%)	Capacitate optimă (%)	Std. (m/s)	Skew	Kurt
A2	Total	5.99	6.36	12.17	74.53	1.94	3.20	0.57	3.06
	Iarnă	7.17	7.40	13.29	83.93	3.40	3.32	0.35	2.82
A4	Total	5.19	5.47	10.30	68.11	0.16	2.62	0.53	3.06
	Iarnă	5.98	6.17	11.05	76.93	0.31	2.72	0.39	2.93
A5	Total	4.63	5.00	9.29	60.73	0.05	2.33	0.61	3.14
	Iarnă	5.19	5.50	9.83	69.61	0.10	2.40	0.52	3.04
A7	Total	6.03	6.35	11.82	75.76	1.12	3.04	0.45	2.84
	Iarnă	7.21	7.30	12.78	84.22	2.29	3.16	0.24	2.69
A9	Total	5.84	6.21	11.79	74.64	1.36	3.06	0.57	3.11
	Iarnă	6.96	7.17	12.88	82.97	2.52	3.22	0.36	2.85
A11	Total	6.37	6.68	12.61	76.89	2.36	3.32	0.51	2.99
	Iarnă	7.28	7.52	13.59	83.99	3.96	3.43	0.41	2.88

De asemenea, punctul A11 poate fi considerat ca fiind mai energetic în ceea ce privește vitezele maxime de vânt, înregistrând o valoare de 13.6m/s, la care se adaugă și A2 cu o valoare de 13.3m/s.

Referitor la capacitatea de operare, punctele A2, A7, A9 și A11 prezintă valori mai mari de 75% pentru perioada totală și aproximativ 84% în sezonul de iarnă, în timp ce punctul A5 raportează o valoare de 70% în sezonul de iarnă. În comparație cu rezultatele similare, furnizate de măsurătorile in situ datele ECMWF prezintă valori mai mari cu excepția punctului A2. Deviația standard variază între 2.33m/s și 3.43m/s cu o valoare maximă întâlnită în A11 (în perioada de iarnă) și un minim în punctul A5.



În Figura 6.4, histogramele corespunzătoare punctelor de referință sunt prezentate pentru ambele seturi de date. De asemenea în fiecare histogramă este inclusă și curba de putere a turbinei Siemens 2.3.



**Figura 6.4** Distribuția pe clase de valori a vitezei vântului pentru perioada de timp 1999/01/01–2009/12/31 și curbă de putere corespunzătoare turbinei de vânt Siemens 2.3 pentru punctele de referință, unde: a) A1; b) A4; c) A5; d) A7; e) A9 și f) A11.

Pentru punctul A2, prezentat în Figura 6.4a, modelul ECMWF supraevaluează datele de vânt <7m/s în timp ce dincolo de această limită măsurătorile in situ prezintă valori mai mari aici incluzând și prezența condițiilor de vânt din intervalul 10-13m/s care pe baza caracteristicilor curbei de putere vor contribui semnificativ la energia totală produsă. În punctul A5, ambele seturi de date prezintă o distribuție similară, fără prezențe semnificative ale vitezelor de vânt mai mari de 9m/s și o distribuție predominantă în jurul intervalului 2-3m/s care nu vor contribui la producerea de energie electrică deoarece turbina considerată va funcționa doar la viteze ale vântului de minim 4m/s.

Pentru punctele rămase măsurătorile in situ au tendința de a supraevalua condițiile de vânt din intervalul 0-3m/s, în timp ce dincolo de acest interval condițiile de vânt indicate de ECMWF sunt mai energetice cu apariții semnificative ale vitezelor de vânt din intervalul 8-11m/s, în special pentru punctele A7 și A11. Cu excepția acestor două puncte, se observă o distribuție a datelor în intervalul 0-4m/s care nu pot fi luate în considerare în cazul acestui tip de turbină.

În analiza performanțelor turbinei de vânt Siemens 2.3, următoarele simplificări au fost realizate:

a) puterea obținută de turbina de vânt a fost calculată pe baza curbei de putere din Figura 6.1, unde datele de vânt de sub/peste limitele cut-in și cut-out nu au fost luate în considerare. Valorile de vânt mai mari de 14m/s au fost considerate egale cu această valoare deoarece peste această limită turbina nu va produce mai multă energie.

b) un coeficient de eficiență de 45% a fost considerat pentru analize

c) pe baza rezultatelor prezentate în Pimenta et al [69], performanțele turbinei au fost evaluate în funcție de puterea electrică (kW) și nu în raport cu cantitatea de energie produsă (kWh) deoarece astfel se poate identifica mai ușor legătura dintre viteza vântului și performanțele turbinei considerate.

Figura 6.5 prezintă distribuția lunară a puterii date de turbina de vânt pe baza măsurătorilor in situ și a datelor ECMWF pentru intervalul de timp: Ianuarie 1999- Decembrie 2009. Pe baza acestor rezultate, se poate observa prezența celor două sezoane principale în care A2, A4 și A5 prezintă valori mai mari pentru măsurătorile in situ.

Pe baza măsurătorilor, se poate observa că în perioada de iarnă aceste turbine înregistrează o putere de 3.32MW în Februarie pentru punctul A2, la care se adaugă și punctele A9 și A4 cu 1.9MW în Februarie și Decembrie. Cea mai mică putere raportată la această perioadă de timp este obținută pentru A11 cu o valoare de 0.9MW înregistrată în Martie.

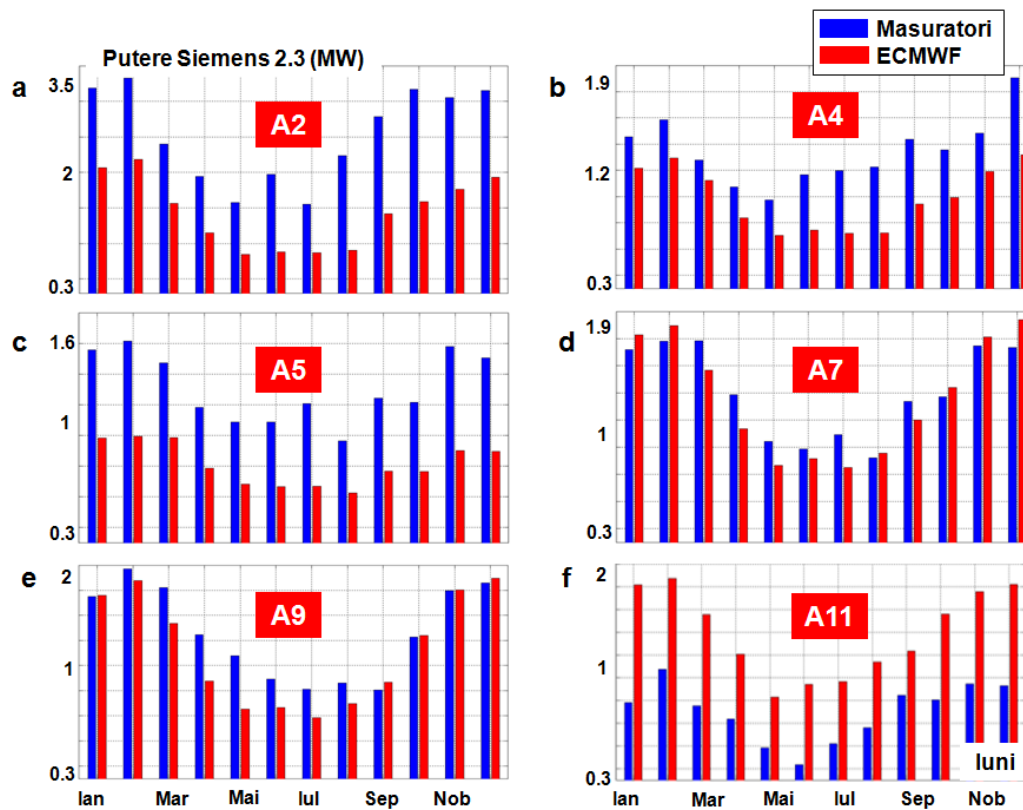


Figura 6.5 Putere medie (kW) obținută de turbina de vânt Siemens 2.3 pentru intervalul de timp 1999/01/01 – 2009/12/31, unde: a) A2; b) A4; c) A5; d) A7; e) A9 și f) A11.

Pentru perioada de vară, o valoare maximă de 2.5MW este obținută pentru punctul A2 în luna Septembrie, în timp ce un minim de 0.4MW este înregistrat de A11 (Iunie). Celelalte puncte de referință indică valori ale puterilor situate în intervalul 0.9-1.4MW.

În ceea ce privește datele ECMWF, se pot observa valori apropiate ale puterii raportate de turbina cu cele indicate de măsurătorile pentru punctele A7 și A9, în timp ce valori mai mari sunt întâlnite în punctul A11. Astfel, o putere maximă de 2MW se observă în punctul A11 în perioada de iarnă (cu excepția lunilor Martie și Octombrie) și în A2 pentru lunile Ianuarie și Decembrie. De acest dat, punctul de referință A5 poate fi considerat ca fiind mai puțin energetic cu valori lunare situate în intervalul 0.6-0.9MW.

## 6.1.2 Discuții ale rezultatelor

### 6.1.2.1 Studiu de caz 1

Un studiu detaliat a fost efectuat în Hassager et al [76] pentru a evalua condițiile de vânt (la 10m) din zone în care operează sau sunt planificate a se dezvolta ferme eoliene offshore din Danemarca (DK), Suedia (SE) și Germania (DE), pe baza datelor SAR (Synthetic Aperture Radar) furnizate de Envisat ASAR pentru intervalul de timp 2003-2010. De asemenea în lucrarea menționată s-au realizat comparații ale rezultatelor cu cele furnizate de măsurătorile in situ înregistrându-se o bună concordanță între acestea.

În raport cu aceste zone offshore, condițiile de vânt din zona de nord-vest a bazinului Mării Negre sunt evaluate pe baza valorilor medii ale vitezei vântului și ale densității de putere pentru punctul de referință A2 (Gloria), care este situat în apropierea zonei românești (RO).

Punctul Gloria este considerat pentru analiza pe baza faptului că din toate punctele considerate acesta înregistrează condiții de vânt mai energetice indicate de măsurătorile in situ, în timp ce din analiza densității de putere și a puterii raportate de turbine pe baza datelor ECMWF, aceasta prezintă valori apropiate de cele indicate de punctul de referință A11 (care prezintă cele mai mari valori). Un număr de 30 de puncte offshore din Danemarca, Suedia și Germania au fost considerate pentru comparații.

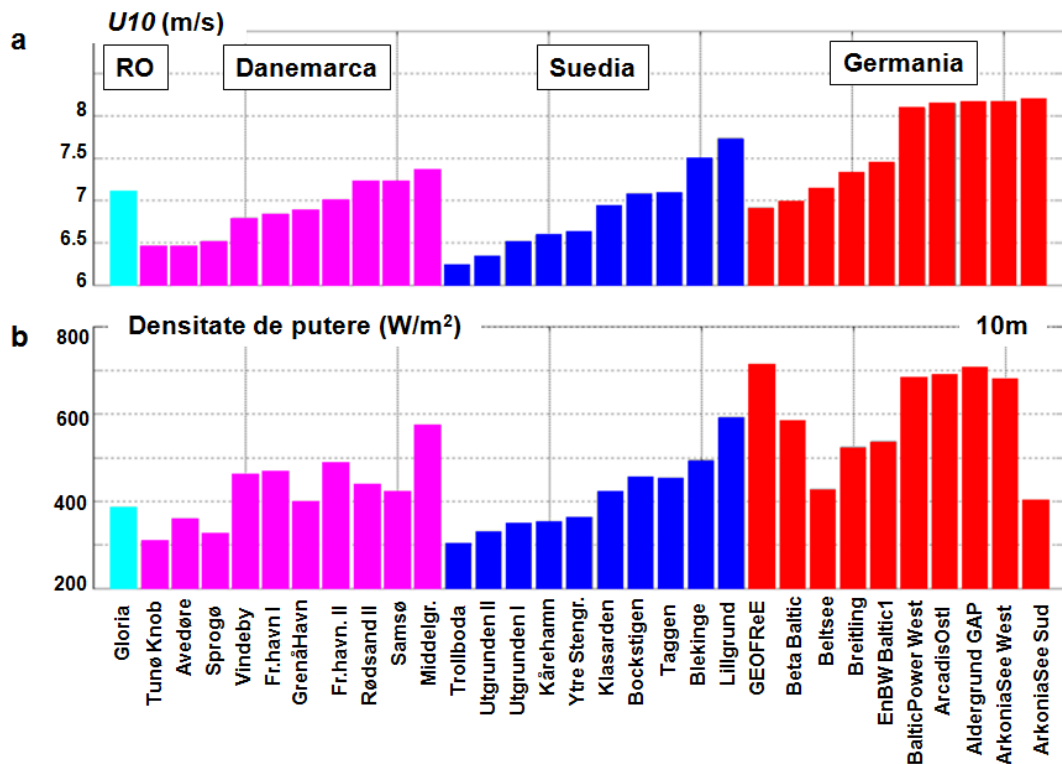
În Figura 6.6a sunt prezentate valorile medii ale vitezei vântului de la stația Gloria (pe baza măsurătorilor in situ) în comparație cu cele din zona fermelor de vânt, în timp ce în Figura 6.6b este prezentată valoarea medie a densității de putere pentru aceleași puncte. Toate datele considerate pentru comparații sunt raportate la o înălțime de 10m pentru perioada Martie 2003-Aprilie 2010.

Cu o viteză medie a vântului de 7.11m/s înregistrată de stația Gloria, acest punct prezintă condiții similare sau chiar mai mari decât unele puncte offshore. O explicație pentru acest lucru constă în faptul că condițiile de vânt sunt direct influențate de poziția geografică, de asemenea la nivel local viteza vântului crește odată cu distanța fa

de r m care pentru Gloria este de 30km, în timp ce pentru fermele de vânt considerate aceasta este în jur de 0.3-18.6km.

Comparând m sur torile de la Gloria cu cele din puncte mai energetice se poate observa o diferen ă minimă de 0.03m/s înregistrat de Beltsee (DE) în timp ce o diferen ă maximă de 1.08m/s este raportat fa de ArkoniaSee Sud (DE). După cum se poate observa din Figura 6.6a aceasta dep e te un număr de 16 puncte offshore, în timp ce înregistrează o valoare apropiat de cea indicat de Taggen (SE) unde este planificat ca din 2012 s se dezvolte o fermă de vânt cu o capacitate de 300MW sus inut de un număr de 83 de turbine.

În compara ie cu alte ferme de vânt din Danemarca, sta ia Gloria înregistrează condi ii mai mari de vânt decât cele în care operează ferme de vânt ca: Tunø Knob, Avedøre i Fr. Havn. I care prezint condi ii medii de vânt în intervalul 6.5-6.9m/s i unde operează ferme de vânt cu capacit i cuprinse între 5-7.6MW. Analizând regiunile din Suedia, se poate observa c sta ia Gloria prezint condi ii de vânt mai mari decât cele din zone unde se dore te ca pân în 2016 ferme de vânt ca Utgrunden II (24MW) i Kårehamn (50MW) unde se înregistrează viteze medii de vânt de circa 6.3m/s si respectiv 6.6m/s.



**Figura 6.6** Compara ii între sta ia Gloria i proiecte eoliene offshore din Danemarca, Suedia i Germania pe baza datelor furnizate în Hasager et al [76]. Compara ii raportate pentru perioada de timp 2004/03/01-2010/04/01, coresponz toare: a) vitezei de vant medii-U10 (m/s) i b) densit ii medii de putere (W/m<sup>2</sup>).

Referitor la densitatea de putere (Figura 6.6b), sta ia Gloria prezint o valoare de 387W/m<sup>2</sup> care este mai mare decât cele raportate pentru trei puncte din Danemarca (Tunø

Knob, Sprogø i Avedøre) i pentru cinci puncte din Suedia (ex: Utgrunden I i Ytre Stengr) care înregistrează valori în intervalul 303-366W/m<sup>2</sup>.

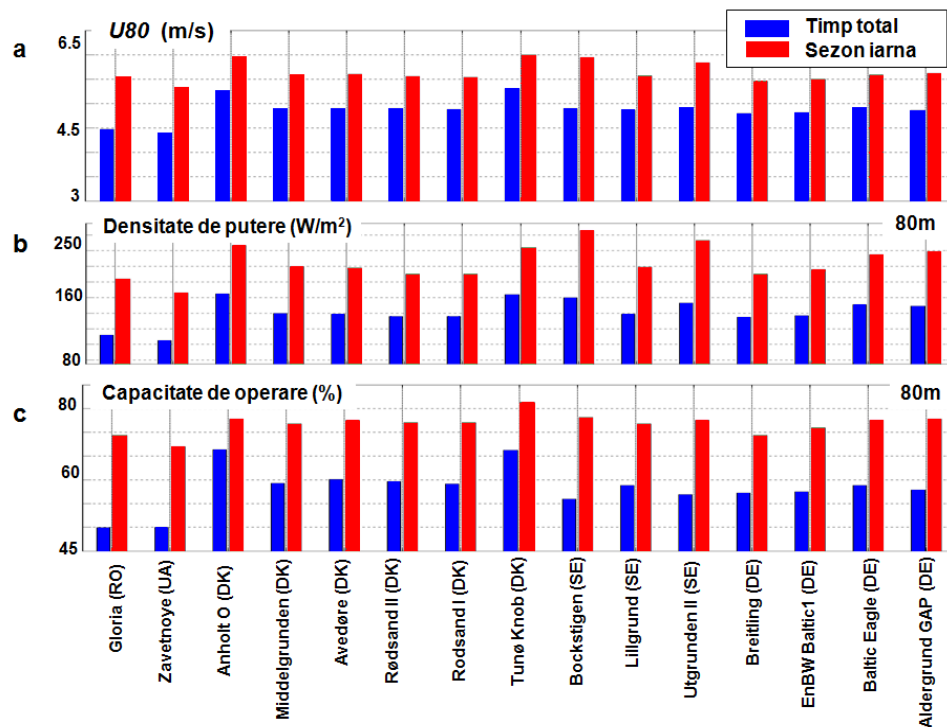
În compara ie cu puncte din Germania, Gloria prezint valori mult mai mici, care sunt oarecum apropiate de cele indicate pentru ArkoniaSee Sud (cu 403W/m<sup>2</sup>).

### 6.1.2.2 Studiu de caz 2

Pentru a putea completa analiza condi iilor de vânt din zona de nord-vest a M rii Negre s-au considerat pentru analiz i date de satelit (AVISO) pentru dou puncte de referin , A2 (Gloria) i A11 (Zavetnoye) corespunz toare perioadei de timp: Ianuarie 2010-Decembrie 2011. Pe baza acestora i m sur tori de satelit s-au evaluat condi iile de vânt din câteva puncte offshore situate în Marea Baltic sau Marea Nordului unde sunt dezvoltate ferme de vânt.

Rezultatele au fost raportate la o în l ime de 80m iar parametrii considera i au fost: viteza medie a vântului, densitatea medie de putere i capacitatea de operare.

În Figura 6.7a sunt prezentate condi iile medii de vânt pentru perioada total , unde punctul Gloria înregistrează o valoare de 5.6m/s, iar Zavetnoye 4.4m/s. Acestea sunt mai mici decât cele corespunz toare sta iilor offshore considerate spre compara ie.



**Figura 6.7** Compara ii ale condi iilor de vânt dintre punctele de referin A2 (Gloria), A11 (Zavetnoye) i poiecte eoliene offshore din Danemarca, Suedia i Germania. Analize efectuate considerând date de satelit (furnizate de AVISO) pentru intervalul de timp 2010/01/01–2011/12/31, unde: a) U80 (m/s); b) densitate de putere (W/m<sup>2</sup>) i c) capacitate de operare (%).

Dintre aceste puncte, o valoare maximă de 5.3m/s este înregistrat de Anholt O (DK) i Tunø Knob (DK) în timp ce un minim de 4.8m/s este raportat pentru Breitling (DE) i EnBW Baltic1 (DE).

În perioada de iarnă se înregistrează o viteză medie a vântului de 5.6m/s pentru punctul Gloria, valoare care este mai mare decât cea înregistrat de Zavetnoye (5.3m/s). De asemenea pentru această perioadă, valoarea înregistrat de Gloria depășește valoarea de 5.5m/s înregistrată de două puncte: Breitling i EnBW Baltic1 i prezintă condiții similare cu cele raportate în majoritatea punctelor offshore, cu excepția: Anholt O (6m/s), Tunø Knob (6m/s), Bockstigen (5.9m/s) i Utgrunden II (5.8m/s).

Densitatea de putere prezentat în Figura 6.7b, indică cele două puncte din zona de nord-vest ca fiind cele mai puține energetice (pentru perioada totală) cu Gloria înregistrând  $112\text{W/m}^2$  i Zavetnoye cu  $105\text{W/m}^2$ . Valorile maxime sunt înregistrate de Anholt O i Bockstigen care înregistrează aproximativ  $165\text{W/m}^2$ .

În sezonul de iarnă, punctul de referință Gloria înregistrează o valoare de  $184\text{W/m}^2$  fiind urmat de Zavetnoye cu  $166\text{W/m}^2$ . Raportat la celelalte puncte offshore, o valoare maximă de  $246\text{W/m}^2$  este raportat pentru Bockstigen în timp ce un minim de  $190\text{W/m}^2$  este indicat pentru Rødsand I, Rødsand II i Breitling.

Referitor la capacitatea de operare (Figura 6.9c), se observă că în perioada totală cele două puncte de referință din Marea Neagră înregistrează în jur de 50%, acestea fiind cele mai mici valori din toate punctele considerate. Cea mai mare valoare este înregistrat de Anholt O i Rødsand I cu circa 66%, în timp ce restul punctelor considerate prezintă valori în intervalul 55-60%.

În perioada de iarnă, punctul de referință Gloria este un pic mai energetic decât Zavetnoye cu o valoare de 69%, care este similară cu cea indicat de Breitling (DE), în timp ce punctul Tunø Knob prezintă un maxim de 82%.

## 6.2 Potențialul energetic al valurilor din zona litoralului românesc

În această secțiune pentru a evalua performanțele energetice ale unor sisteme WEC în zone din Marea Neagră i Marea Nordului s-a folosit o metodologie similară cu cea prezentat în Rusu i Guedes Soares [77].

Din Marea Neagră s-au considerat măsurători de val corespunzătoare stației Gloria, datele acoperind perioada: Ianuarie 2003-Decembrie 2009. Pentru a compara aceste condiții, s-a ales drept referință stația FINO1 ( $54^{\circ}01'N$ ,  $06^{\circ}35'E$ ) din Marea Nordului, care este amplasat în apropierea fermei de vânt offshore Alpha Ventus (Germania). Datele de la stația FINO1 acoperind perioada Iulie 2003-Ianuarie 2011 i reprezintă măsurători zilnice raportate la un interval de 30 de minute.

Pentru a pune în evidență caracteristicile energetice ale celor două stații s-a realizat o diagramă a distribuției comune  $H_s-T_e$  folosind în limite semnificative de val ( $H_s$ ) i perioada energiei de val ( $T_e$ ) pentru perioada totală de timp i pentru sezonul de iarnă (Octombrie-Martie).

Instrumentele de măsură nu furnizează de obicei caracteristicile de val sub forma parametrilor  $T_e$  și  $H_s$ , astfel ca ei pot fi obținuți cu ajutorul relațiilor [78, 79]:

$$T_e = 0.9T_p = 1.269T_z \quad (6.4)$$

$$H_{1/3} = \frac{H_m}{0.64} \quad (6.5)$$

unde  $T_p$  și  $T_z$  reprezintă perioada maximă și medie de val, iar  $H_m$  este înălțimea medie de val.

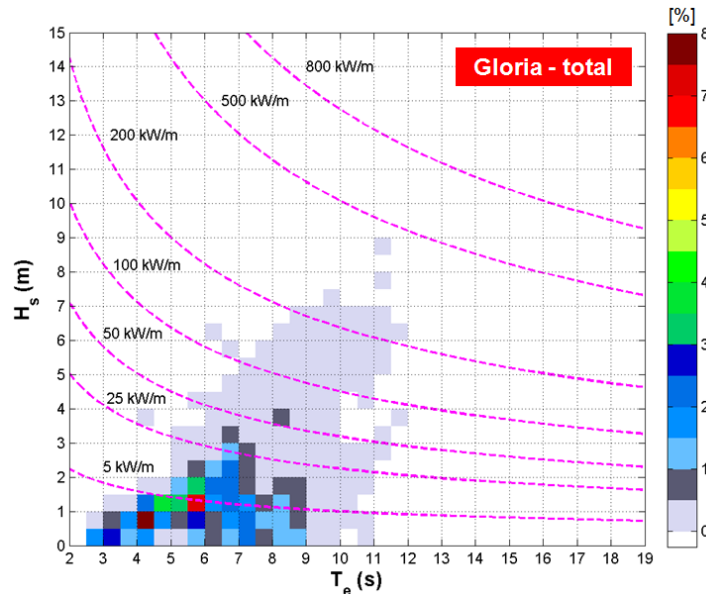
O astfel de diagramă indică probabilitatea de apariție a diferitelor stări ale mării exprimate în procente față de numărul total de observații. Diagramele sunt realizate din celule de dimensiuni  $0.5s \times 0.5m$  ( $T_e \times H_s$ ), în care culoarea fiecărei celule semnifică procentul pe care îl ocupă raportat la legenda figurii.

Pe lângă aceste date, în diagrame sunt reprezentate și izoliniile puterilor de val, care pentru adâncimi mari ale apei sunt calculate cu relația [80]:

$$P_w = \frac{\rho g^2}{64\pi} T_e \cdot H_s^2, \quad (6.6)$$

unde  $P_w$  este fluxul de energie exprimat în wati pe metru (lungime creastă de val),  $\rho = 1025 \text{ kg/m}^3$  este densitatea apei, iar  $g = 9.81 \text{ m/s}^2$  este accelerația gravitațională.

Pentru stația Gloria această distribuție este prezentată în Figura 6.8 și este valabilă pentru perioada de timp: Ianuarie 2003-Decembrie 2009. Cele mai des întâlnite stări ale mării se găsesc în intervalul 3-9s ( $T_e$ ) și 0-2.5m ( $H_s$ ) fiind situate sub izolinia de 25kW/m.

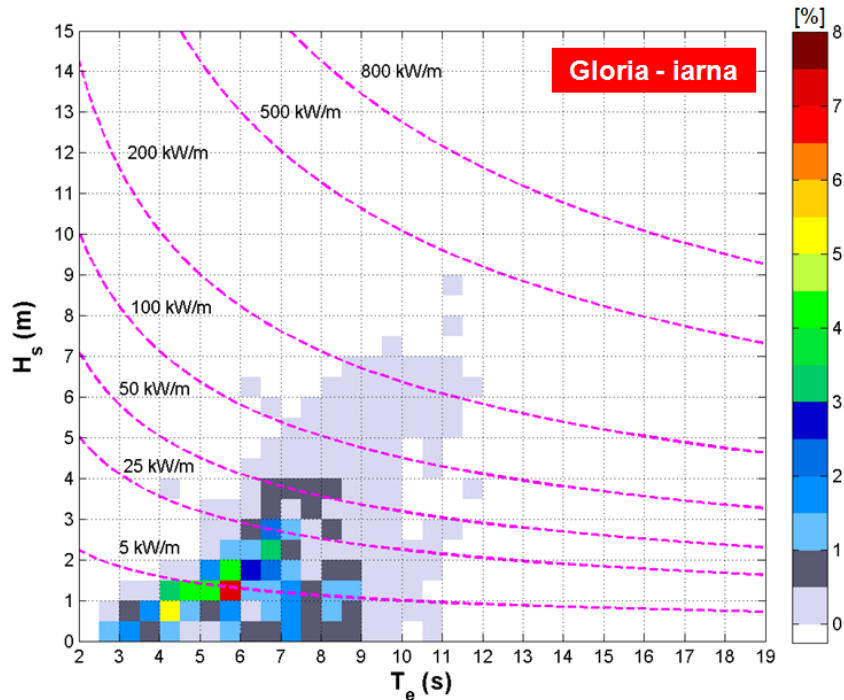


**Figura 6.8** Diagramă  $H_s$ - $T_e$  corespunzătoare stației Gloria raportată la perioada totală pentru intervalul de timp: Ianuarie 2003-Decembrie 2009. Punctele colorate reprezintă numărul de apariții exprimat în procente din totalul de observații, care au o lungime de 0.5s după direcția  $x$  și de 0.5m după direcția  $y$ . De asemenea în figură sunt reprezentate și izoliniile puterilor de val.

De asemenea se înregistrează și celule între izolinile 25kW/m și 100kW/m dar pentru care valorile procentuale nu depășesc 0.5%.

În Figura 6.9 este reprezentată diagrama  $H_s$ - $T_e$  pentru punctul Gloria raportat la perioada de iarnă. Majoritatea valorilor obținute sunt grupate de asemenea în intervalele  $T_e$  și  $H_s$  indicate în perioada totală, cu mențiunea că de această dată acestea sunt concentrate mai mult pe diagonală existând o distribuție semnificativă între izoliniile 5kW/m și 50kW/m.

Din totalul observațiilor cel mai mare procent (7%) apare în jurul combinației 5.5s-1m pentru care se înregistrează o putere a valurilor de 5kW/m.



**Figura 6.9** Diagrama  $H_s$ - $T_e$  corespunde stației Gloria raportat la sezonul de iarnă pentru intervalul de timp: Ianuarie 2003-December 2009.

Condițiile mai energetice din Marea Nordului sunt puse în evidență de stația FINO1 care pentru perioada totală (Figura 6.10) prezintă o concentrare a valorilor pe diagonală între intervalul 3.5-9s ( $T_e$ ) și 0-3.5m ( $H_s$ ). Această repartiție a datelor duce la apariția în mod frecvent a unor puteri de val din intervalul 25-50kW/m, aspect care nu este reflectat de stația Gloria.

Pentru perioada de iarnă (Figura 6.11) se observă că valurile mai mici de 0.5m au un aport mai mic la starea generală a mării înregistrându-se de asemenea și apariția în lăzilor de val din intervalul 3.5-4m care duc la obținerea unei puteri maxime din val de 75kW/m.

Cu toate acestea stația FINO1 prezintă condiții de val mai mari, acestea includ și valori care depășesc 8m (2%), situație în care majoritatea sistemelor WEC trebuie oprite pentru a evita distrugerea lor în timp ce în stația Gloria aceste valori sunt de circa 0.5%, ceea ce o recomandă din acest punct de vedere pentru dezvoltarea unor astfel de proiecte.



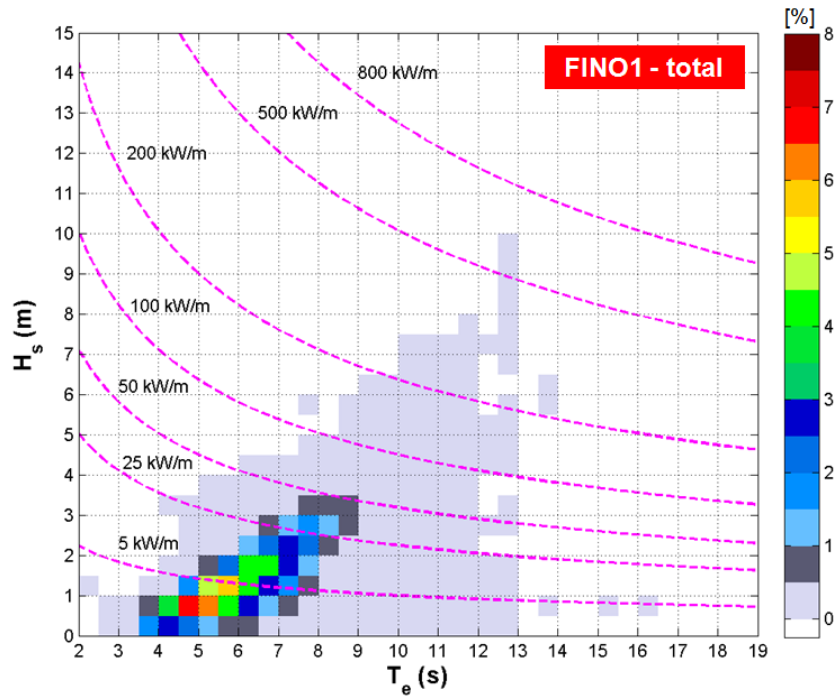


Figura 6.10 Diagram  $H_s$ - $T_e$  corespunz toare sta iei FINO1 raportat la perioada total pentru intervalul de timp: Iulie 2003-Ianuarie 2011.

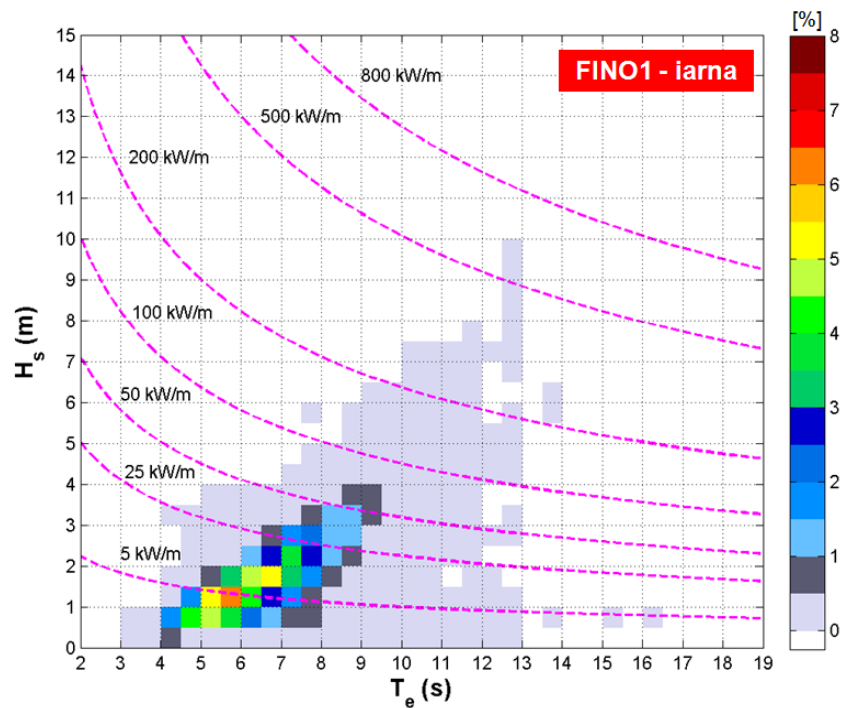


Figura 6.11 Diagram  $H_s$ - $T_e$  corespunz toare sta iei FINO1 raportat la sezonul de iarn pentru intervalul de timp: Iulie 2003-Ianuarie 2011.

Din analiza matricilor de val se poate identifica energia teoretică pentru diverse perioade de timp, dar energia electrică care poate fi obținută depinde de caracteristicile individuale ale fiecărui sistem WEC. La fel ca în cazul turbinelor de vânt în care producătorii descriu performanțele acestora prin intermediul unei curbe de putere și cei care comercializează sisteme WEC evaluează performanțele obținute prin intermediul unor matrici de putere.

O astfel de matrice indică puterea obținută de sistemul WEC pentru diverse combinații ale înălțimilor semnificative de val și perioade de val. În continuare sunt prezentate matricile de putere (în kW) a trei sisteme WEC care vor fi folosite pentru a identifica performanțele acestora: AquaBuoy [81], Pelamis [82] și Wave Dragon [83].

Sistemele au fost alese pe baza faptului că fiecare este reprezentativ pentru clasa de dispozitive în care se încadrează: punct absorbitor, atenuator și terminator.

Pentru a estima energia produsă de un sistem WEC într-un anumit interval de timp, cea mai folosită metodă este aceea de a asocia matricea de putere a sistemului WEC la matricea de mediu din zona considerată. Această operație poate fi exprimată cu ajutorul ecuației:

$$P_E = \frac{1}{100} \cdot \sum_{i=1}^{n_T} \sum_{j=1}^{n_H} p_{ij} \cdot P_{ij}, \quad (6.7)$$

unde  $p_{ij}$  este procentul corespunzător celui definit de linia  $i$  și coloana  $j$  în matricea de mediu, în timp ce  $P_{ij}$  este puterea electrică raportată de sistemul WEC la aceeași celulă.

**Tabel 6.4:** Matrice de putere - AquaBuoy [81]

AquaBuoy													
$T_c(s)$	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
$H_s(m)$													
1	0	0	8	11	12	11	10	8	7	0	0	0	0
1.5	0	13	17	25	27	26	23	19	15	12	12	12	7
2	0	24	30	44	49	47	41	34	28	23	23	23	12
2.5	0	37	47	69	77	73	64	54	43	36	36	36	19
3	0	54	68	99	111	106	92	77	63	51	51	51	27
3.5	0	0	93	135	152	144	126	105	86	70	70	70	38
4	0	0	0	122	176	198	188	164	137	112	91	91	49
4.5	0	0	0	223	250	239	208	173	142	115	115	115	62
5	0	0	0	250	250	250	250	214	175	142	142	142	77
5.5	0	0	0	250	250	250	250	250	211	172	172	172	92

În Tabelul 6.7 sunt prezentate puterile medii (kW) zilnice indicate de cele trei sisteme WEC pentru condițiile de val din punctele Gloria și FINO1, pentru perioada totală de iarnă. Analizând aceste date se observă că stația FINO1 prezintă caracteristici energetice semnificative, în timp ce raportat la sistemele WEC considerate, Wave Dragon înregistrează cele mai mari valori.

Tabel 6.5: Matrice de putere - Pelamis [82]

Pelamis (750kW)																	
T <sub>e</sub> (s)																	
H <sub>s</sub> (m)	5	5.5	6	6.5	7	7.5	8	8.5	9	9.5	10	10.5	11	11.5	12	12.5	13
0.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	0	22	29	34	37	38	38	37	35	32	29	26	23	21	0	0	0
1.5	32	50	65	76	83	86	86	83	78	72	65	59	53	47	42	37	33
2	57	88	115	136	148	153	152	147	138	127	116	104	93	83	74	66	59
2.5	89	138	180	212	231	238	238	230	216	199	181	163	146	130	116	103	92
3	129	198	260	305	332	340	332	315	292	266	240	219	210	188	167	149	132
3.5	0	270	354	415	438	440	424	404	377	362	326	292	260	230	215	202	180
4	0	0	462	502	540	546	530	499	475	429	384	366	339	301	267	237	213
4.5	0	0	544	635	642	648	628	590	562	528	473	432	382	356	338	300	266
5	0	0	0	739	726	731	707	687	670	607	557	521	472	417	369	348	328
5.5	0	0	0	750	750	750	750	750	737	667	658	586	530	496	446	395	355
6	0	0	0	0	750	750	750	750	750	750	711	633	619	558	512	470	415
6.5	0	0	0	0	750	750	750	750	750	750	750	743	658	621	579	512	481
7	0	0	0	0	0	750	750	750	750	750	750	750	750	676	613	584	525
7.5	0	0	0	0	0	0	750	750	750	750	750	750	750	750	686	622	593
8	0	0	0	0	0	0	0	750	750	750	750	750	750	750	750	690	625

Tabel 6.6: Matrice de putere - Wave Dragon [83]

Wave Dragon													
T <sub>e</sub> (s)													
H <sub>s</sub> (m)	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	160	250	360	360	360	360	360	360	320	280	250	220	180
2	640	700	840	900	1190	1190	1190	1190	1070	950	830	710	590
3	0	1450	1610	1750	2000	2620	2620	2620	2360	2100	1840	1570	1310
4	0	0	2840	3220	3710	4200	5320	5320	4430	3930	3440	2950	2460
5	0	0	0	4610	5320	6020	7000	7000	6790	6090	5250	3950	3300
6	0	0	0	0	6720	7000	7000	7000	7000	7000	6860	5110	4200
7	0	0	0	0	0	7000	7000	7000	7000	7000	7000	6650	5740

Astfel pentru punctul Gloria, în perioada total se estimează că sistemul AquaBuoy însumează o putere de circa 16kW, raportat la 60kW (Pelamis) și 391kW (Wave Dragon). Pentru perioada de iarnă se înregistrează un maxim de 578kW pentru sistemul Wave Dragon.

Raportat la stația FINO1, în perioada total performanțele sistemului AquaBuoy sunt de 12kW, prezentând valori mai mici decât Gloria în timp ce valori mai mari sunt raportate de Pelamis (70kW) și Wave Dragon (735kW). În perioada de iarnă aceste valori cresc ajungându-se la o valoare de 25kW pentru sistemul AquaBuoy și 895kW pentru Wave Dragon.

**Tabel 6.7:** Puterea medie (kW) pe zi furnizat de sistemele AquaBuoy, Pelamis și Wave Dragon pentru stațiile Gloria și FINO1. Rezultate raportate la perioada totală și de iarnă.

Sistem WEC	AquaBuoy	Pelamis	Wave Dragon
Perioad			
<b>Gloria (Marea Neagră)</b>			
Total	15.87	59.71	391.20
Iarnă	23.93	88.97	578.11
<b>FINO 1 (Marea Nordului)</b>			
Total	12.08	69.70	735.43
Iarnă	25.48	98.04	895.07

Raportat la capacitățile maxime de producție (250kW-AquaBuoy, 750kW-Pelamis și 7000kW-Wave Dragon) se poate calcula un indice de eficiență (%) prin împărțirea puterii obținute la această valoare maximă. Astfel pentru Gloria cele mai bune rezultate le are Pelamis cu 11.9% (iarnă), acesta fiind urmat de AquaBuoy cu 9.5% (iarnă) în timp ce valorile cele mai mici sunt înregistrate de Wave Dragon cu 5.58% (total).

Pentru stația FINO1 în perioada totală cea mai bună eficiență este înregistrată de Wave Dragon cu 10.5% în comparație cu AquaBuoy care are în jur 4.8%. Pentru sezonul de iarnă cele mai mari valori sunt înregistrate de sistemele Pelamis și Wave Dragon cu 13.07% și respectiv 12.78%.

Raportat la puterea teoretică obținută de turbina Siemens 2.3 (Figura 6.5) pentru stația Gloria (A2) se poate observa că aceasta raportează în luna Ianuarie (pentru datele in situ) o putere de 3.5MW care împărțită la un număr de 30 zile indică o valoare de 117kW.

Pentru acest punct de referință în perioada de iarnă sistemul Pelamis prezintă valori oarecum apropiate, existând o diferență de 28kW (în favoarea turbinei de vânt) în timp ce Wave Dragon depășește clar turbina de vânt, având un plus de 461kW.

În ceea ce privește energia teoretică anuală obținută de cele trei sisteme WEC pentru stația Gloria, se înregistrează valori de 139MWh (AquaBuoy), 523MWh (Pelamis) și 3427MWh (Wave Dragon).

## 6.3 Concluzii

În prima jumătate a capitolului au fost evaluate condițiile de vânt din zona de nord-vest a Mării Negre pe baza măsurătorilor in situ și a datelor ECMWF. Condițiile regionale de vânt au fost exprimate sub formă de parametri statistici, densitate de putere și puterea teoretică furnizată de turbina de vânt Siemens 2.3. În plus aceste condiții de vânt au fost comparate cu cele din zonele offshore din Marea Baltică sau Nordului în care operează sau urmează să se dezvolte proiecte eoliene offshore.

Rezultatele furnizate de observațiile in situ (U80) indică o valoare a vitezei medii a vântului cuprins între 4.1-9.7m/s, cu condiții mai energetice înregistrate de punctul A2 (Gloria). Datele ECMWF prezintă variații mai mici în timp și spațiu pentru

punctele considerate indicând zonele offshore și pe cele din apropierea Ucrainei ca fiind mai energetice. De asemenea datele ECMWF înregistrează în general valori mai mari decât măsurătorile in situ (cu excepția punctelor Gloria și Yuzniy), indicând o valoare maximă de 7.52m/s pentru Zavetnoye.

Densitatea de putere indică un maxim de 311W/m<sup>2</sup> pentru Zavetnoye (sezon de iarnă) în timp ce o valoare de 94W/m<sup>2</sup> este înregistrată de Yuzniy (perioada totală).

Prin înmulțirea matricilor de mediu ( $H_s$  și  $T_e$ ) cu matricile de putere ale unor sisteme WEC s-a putut obține cantitatea de energie obținută de acestea pentru stația Gloria (Marea Neagră) și pentru stația FINO1 (Marea Nordului).

Cele mai mari valori au fost raportate de sistemul Wave Dragon în perioada de iarnă cu o putere zilnică obținută de 580kW (Gloria) și un maxim de 895kW (FINO1). Raportat înș la capacitatea de operare a fiecărui sistem WEC se observă valori mai bune pentru sistemul Pelamis cu 12% pentru Gloria și de sistemele Pelamis/WaveDragon cu 13% în apropierea stației FINO1.

### **Mențiuni**

Măsurătorile de val corespund toare stației FINO1 provin din cadrul proiectului FINO care este finanțat de către Ministerul Federal al Mediului, Conservării Naturii și Siguranței Nucleare (BMU) din Germania.

## CAPITOLUL 7

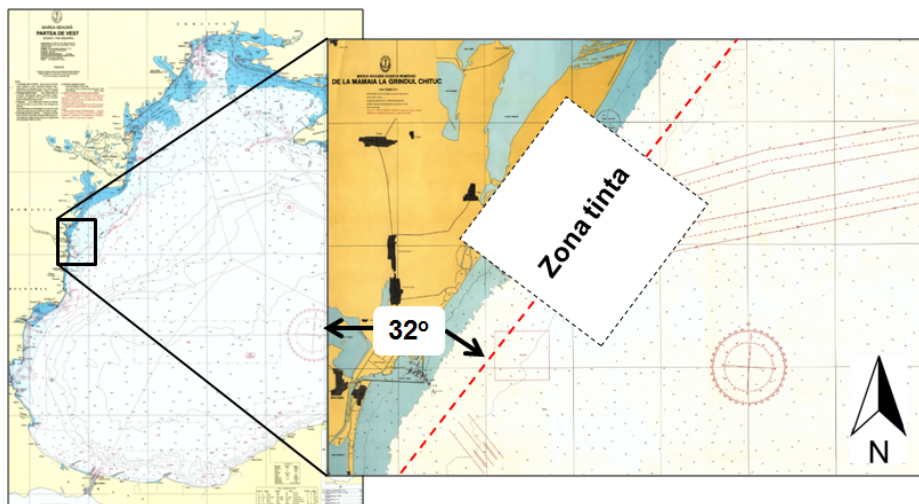
# STUDII PRIVIND INFLUENȚA UNEI FERME HIBRIDE VAL-VÂNT ASUPRA MEDIULUI MARIN DIN ZONA LITORALULUI ROMÂNESC

### 7.1 Materiale și metode

#### 7.1.1 Zona țintă și configurarea fermelor hibride val-vânt

Zona țintă considerată pentru analiză se află în sectorul Mamaia-Chituc, care este situat în partea de vest a bazinului Mării Negre (Figura 7.1). Raportat la convenția nautică zona țintă a fost rotită cu  $32^\circ$  față de direcția nord ( $0^\circ$ ), iar turbinele de vânt și sistemelor WEC au fost poziționate după o direcție paralelă cu linia țărmului.

În afară de alegerea zonei țintă și ajustarea acesteia, un prim pas important a constat în obținerea unei batimetrii de înaltă rezoluție dintr-o hartă realizată de Direcția Hidrografică Maritimă (Constanța) în proiecție MERCATOR ELIPSOID KRASOVSKI care include ridicări topografice executate până în anul 1998. În urma prelucrării acestor date s-a obținut un fișier în format electronic care a fost folosit ca dată de intrare în simulările SWAN.

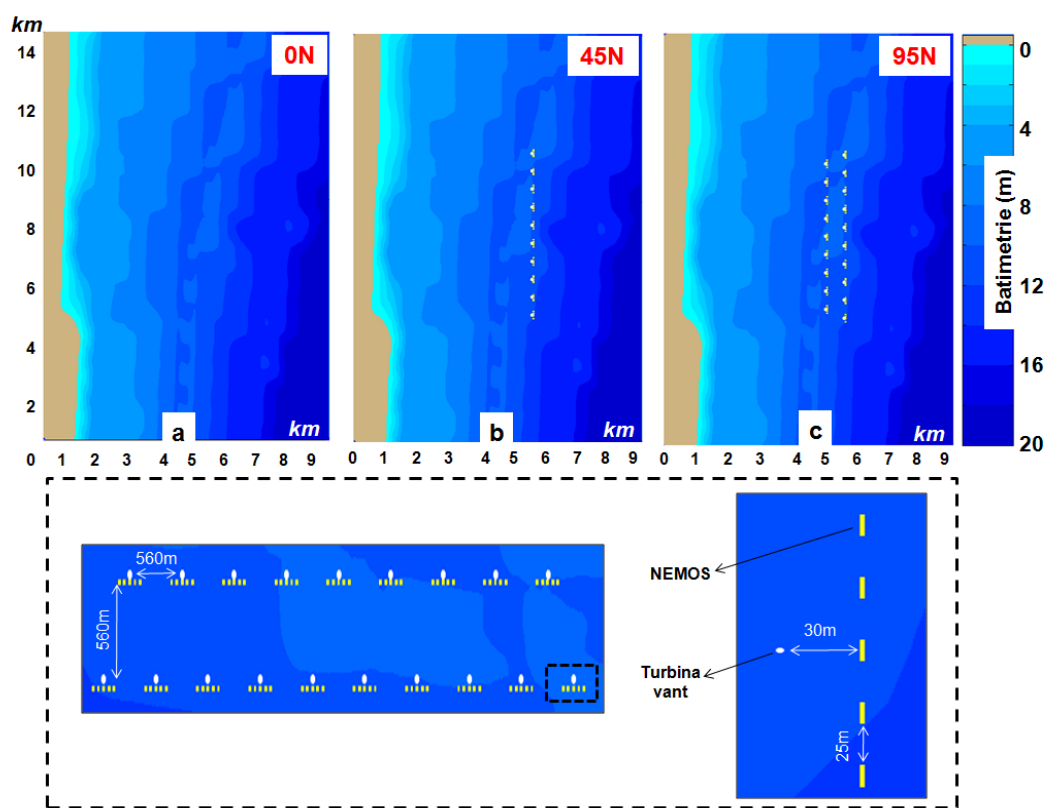


**Figura 7.1** Identificarea sectorului Mamaia-Chituc din cadrul țărmului românesc. Zona țintă considerată a fost rotită cu  $32^\circ$  față de axa care corespunde direcției nord ( $0^\circ$ ).

În ceea ce privește ferma val-vânt considerată pentru analiză s-a folosit structura parcului eolian Horns Rev care este amplasată la o adâncime a apei de circa 6-12m, fiind caracterizată de o distanță între turbine de 560m, după cele două direcții principale (x și y) [84, 85]. Acest proiect din Marea Nordului este format din circa 80 de turbine de tip Vestas V80, fiecare având un diametru al stâlpilor de susinere de circa 4m, valoare care a fost folosită în simulările curente.

În cazul sistemului WEC s-au folosit caracteristicile la scară naturală a conceptului NEMOS [54] prezentat în Capitolul 5. Cu toate acestea se află în etapa de proiectare și testare datorită simplității constructive și a faptului că este proiectat special pentru a fi instalat în cadrul fermelor offshore, este de așteptat că în viitorul apropiat un astfel de sistem să devină operațional, în special în Germania.

La scară reală se preconizează că acest sistem va avea o lungime de circa 20m și o lățime de 4m, urmând ca la o turbină de vânt să fie conectate maxim 5 sisteme NEMOS. În acest grup distanța între fiecare sistem este de circa 25m, în timp ce distanța față de stâlpul turbinei de vânt este de 30m. Aceste valori sunt estimative, urmând ca în urma cuplării sistemului NEMOS la cablurile de legătură să se identifice o configurație finală.



**Figura 7.2** Prezentarea cazurilor analizate în SWAN și detalii ale acestora, unde: a) fermă val-vânt; b) 9 turbine de vânt și 45 de sisteme NEMOS dispuse pe o singură linie; c) 19 turbine de vânt și 95 de sisteme NEMOS dispuse pe două rânduri. În fundal este prezentată batimetria corespunzătoare zonei de calcul.

În Figura 7.2 sunt prezentate 3 configurații care urmează să fie considerate pentru analize. Având în vedere dimensiunile sistemului WEC și faptul că acesta este situat în fața turbinei de vânt, fiind prima structură care interacționează cu trenul de valuri incident este de așteptat ca acesta să aibă o influență mai mare, astfel că cele trei configurații sunt raportate la sistemul NEMOS.

În prima fază este analizat cazul când nu există nici o fermă de val sau vânt, notat cu **0N**, această situație fiind folosită ca model pentru a identifica eventuale modificări care apar în prezența unei ferme hibride val-vânt. În cea de-a doua situație, notată cu **45N**, s-a considerat un număr de 9 turbine de vânt dispuse pe o singură linie la care sunt conectate 45 de sisteme NEMOS. Ultimul caz, notat cu **90N**, prezintă 19 turbine de vânt, dispuse pe două linii la care se adaugă un număr de 90 de sisteme NEMOS.

Ca o particularitate a zonei intertice se observă că în partea inferioară (dreapta jos) se observă adâncimi ale apei de circa 20m, caracteristică care nu apare în partea superioară (dreapta sus) unde se înregistrează maxim 14m. Pentru a reduce din aceste diferențe ferma hibridă, a fost amplasată în mijlocul zonei intertice la o adâncime a apei de circa 10-12m, elementele componente ale acesteia fiind modelate ca obstacole care permit transmisia și reflexia valurilor.

### 7.1.2 Implementarea sistemului de modelare în zona intertice

După cum se poate observa domeniul de calcul prezentat în Figura 7.2 are o formă dreptunghiulară fiind caracterizat de o lungime de 9km după axa  $x$  (perpendiculară pe linia rmlului) și de 14km după axa  $y$  (de-a lungul rmlului). Principalele caracteristici și procese considerate în simulările SWAN sunt prezentate în Tabelul 7.1.

**Tabel 7.1:** Caracteristicile domeniului de calcul considerate pentru simulările SWAN și parametrii fizici activați

model SWAN	Coordonate		$x \times y$ (m)		(°)	Mod/ schem	nf	n	$ngx \times ngy = np$			
	Cartezian		50 × 50		5	stat/ BSBT	34	35	180×280=50400			
Intrări/Procese	Val	Vânt	Maree	Crt	Gen	Wcap	Quad	Triad	Diff	Bfric	Set up	Br
SWAN	X	X	0	X	X	0	X	X	X	X	X	X

Cu  $x$  și  $y$  s-a reprezentat rezoluția în spațiul geografic, cu  $s$  s-a reprezentat rezoluția în spațiul direcțiilor, cu  $nf$  numărul de frecvențe din spațiul spectral și cu  $n$  numărul de direcții din spațiul spectral. Zona intertice este discretizată într-un număr total de  $np$  puncte de control, care sunt distribuite de-a lungul axei  $x$  ( $ngx$ ) și de-a lungul axei  $y$  ( $ngy$ ).

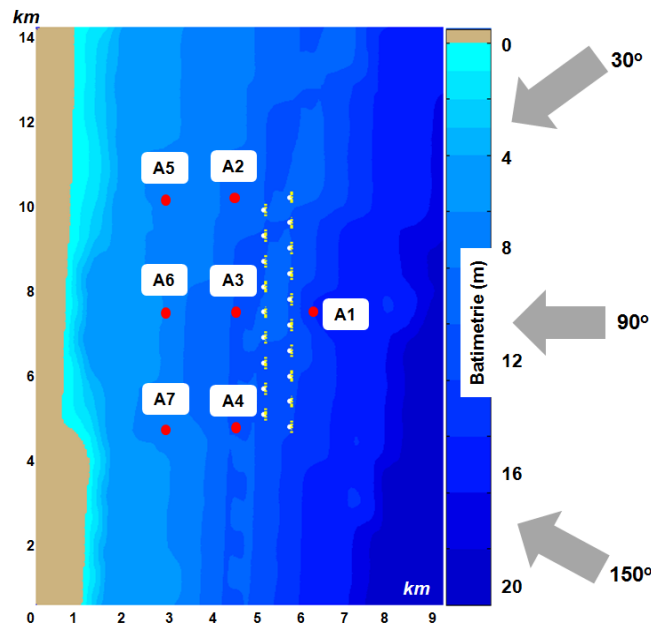


Datele de intrare considerate în SWAN sunt marcate cu X, reprezentând: *Val*: for e din val; *Vânt*: for e din vânt; *Maree*: for e din maree (= 0); *Crt*: câmp de curenți.

Procesele fizice activate constau în: *Gen*: generarea valurilor de c tre vânt; *Wcap*: procese de înspumare - *whitecapping* (= 0); *Quad*: interac iuni neliniare între patru valuri (cuadruplet); *Triad*: interac iuni neliniare între trei valuri (triade); *Diff*: procese de difrac ie; *Bfric*: frecarea cu fundul m rii; *Set up*: ridicarea nivelului apei indus de valuri; *Br*: spargerea valurilor odat cu sc derea adâncimii apei.

Rezultatele ob inute în urma simul rilor numerice au fost procesate prin intermediul interfe ei grafice ISSM (*Interface for SWAN and Surf Models*) ale c ror caracteristici sunt prezentate în Rusu et al (2008) [86].

Pentru a ob ine informa ii numerice din zona int s-au introdus apte puncte de control notate de la A1 la A7 (Figura 7.3). Punctul A1 este situat în zona offshore din fa a fermei hibride, la o distan de circa 500m fa de prima linie de sisteme NEMOS.



**Figura 7.3** Domeniul de calcul considerat pentru simul rile numerice. În fundal este prezentat batimetria iar în prim plan ferma val-vânt i punctele de referin (A1... A7) folosite pentru interpretarea rezultatelor. Punctul A1 se afl pozi ionat în zona de larg, în timp ce restul de puncte sunt situate între rm i ferma val-vânt. De asemenea sunt reprezentate i principalele direc ii de val considerate pentru analiza, acestea fiind raportate doar la zona int (nu i în conven ie nautic ).

Acesta reprezint un bun indicator al evolu iei câmpului de valuri atunci când se propag prin ferm hibrid c tre rm, nefiind afectat de prezen a acesteia. Cel de-al doilea set de puncte (A2, A3 i A4) sunt pozi ionate paralel cu prima linie de sisteme NEMOS la o distan de 1.5km, în timp ce ultimul set de puncte (A5, A6 i A7) este amplasat la o distan de circa 3km.

Dincolo de această distan nu s-a considerat util a se amplasa puncte de control, deoarece pentru zonele din apropierea liniei rmului, procese disipative cum ar fi spargerea valurilor i interac iunea cu fundul m rii devin semnificative.

În absența unor măsuri în situ pentru această zonă în elaborarea studiilor de caz s-au considerat trei direcții principale pentru propagarea valurilor. Raportate la zona interioară, prima direcție face un unghi de  $30^\circ$  cu axa y ( $62^\circ$  în convenție nautică, nord-est), cea de-a doua  $90^\circ$  ( $122^\circ$ , sud-est) și ultima direcție  $150^\circ$  ( $182^\circ$ , sud).

## 7.2 Evaluarea rezultatelor în spațiul geografic și spectral

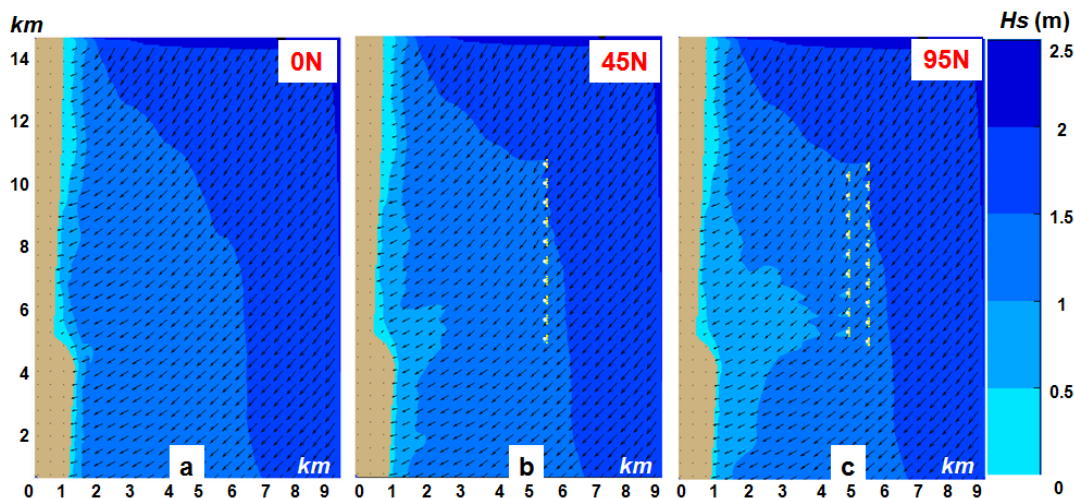
În analiza impactului fermei de val s-au folosit condiții de val care corespund pentru două stări diferite ale mării. Prima combinație,  $H_s=2\text{m}$ ,  $T_m=5\text{s}$ , corespunde unei stări medii a mării care poate apărea frecvent în această regiune, în timp ce combinația  $H_s=4\text{m}$ ,  $T_m=8\text{s}$  corespunde unei stări ale mării cu un caracter mai energetic.

În simulările numerice aceste două stări ale mării au fost analizate pentru fiecare din cele trei direcții principale scopul fiind acela de a identifica cazurile în care apar variații maxime și minime.

Din analiză în domeniul spectral a energiei maxime corespunzătoare unui spectru de tip JONSWAP raportat la cele apte puncte de referință s-au identificat patru studii de caz:

- SC1.1 ( $H_s=2\text{m}$ ,  $T_m=5\text{s}$ ,  $Dir=62^\circ$ ) – impact minim (valuri medii).
- SC1.2 ( $H_s=2\text{m}$ ,  $T_m=5\text{s}$ ,  $Dir=182^\circ$ ) – impact maxim (valuri medii).
- SC2.1 ( $H_s=4\text{m}$ ,  $T_m=8\text{s}$ ,  $Dir=62^\circ$ ) – impact minim (valuri mari).
- SC2.2 ( $H_s=4\text{m}$ ,  $T_m=8\text{s}$ ,  $Dir=122^\circ$ ) – impact maxim (valuri mari).

În Figura 7.4 este reprezentată distribuția în spațiul geografic a câmpului de valuri ( $H_s$ ) pentru studiul de caz SC1.1 pentru cele trei configurații: 0N, 45N și 90N. Pentru configurația 0N (Figura 7.4a) două câmpuri de valuri domină zona interioară. Primul înregistrează valori de circa 1.7m fiind situat în zona offshore și având o pondere mai mare în partea superioară a zonei interioare, direcție din care se propagă valurile incidente. Cea de-a doua zonă situată în partea centrală prezintă valori de circa 1.3m.



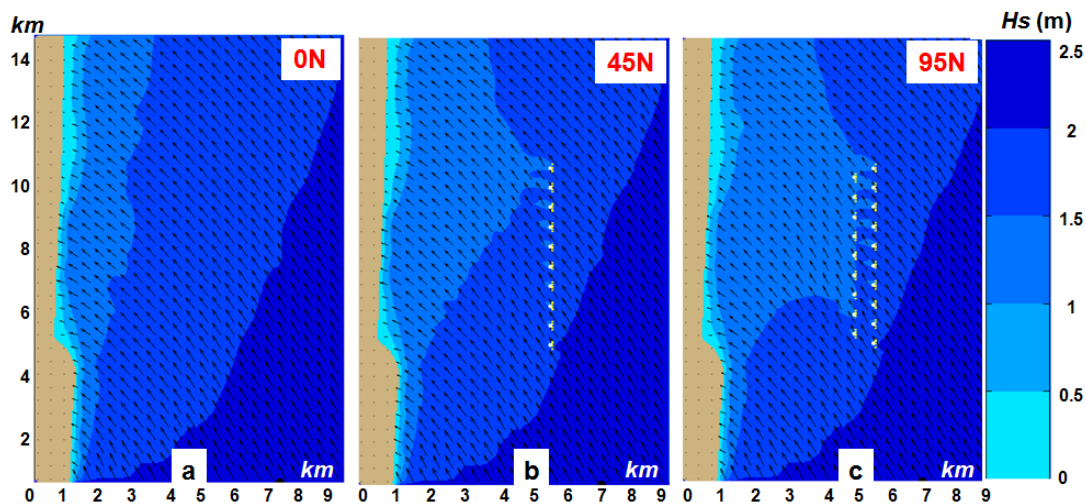
**Figura 7.4** Evaluarea în spațiul geografic a impactului fermei hibride val-vânt pe baza caracteristicilor sistemului NEMOS și a turbinei de vânt pentru cazul SC1.1. Simulările corespundătoare unor condiții medii de val ( $H_s=2\text{m}$ ,  $T_m=5\text{s}$ ) pentru valuri care se propagă din nord-est ( $62^\circ$  în convenție nautică). Rezultatele sunt raportate pentru: a) 0N; b) 45N și c) 95N.

Pentru configurația 45N se observă apariția în zona rmlui a unui câmp de valuri cu înălțimi de 1m. În partea inferioară a configurației se înregistrează un efect de ecranare mai pronunțat care se întinde pe o distanță de 2km. Pentru configurația 95N această zonă se extinde pe circa 3.5km manifestându-se de asemenea apariția unor câmpuri locale de valuri de circa 0.9m în spatele rmlui al doilea de dispozitive.

De asemenea din analiza vectorilor de val (indicați prin săgeți) se observă interacțiunea câmpului de valuri cu fundul mării, având ca efect rotirea acestora în raport cu batimetria locală.

Distribuția spațială a câmpului de valuri pentru studiul de caz SC1.2 este ilustrată în Figura 7.5, în care de această dată direcția de propagare a valurilor este din sud ( $182^{\circ}$ ).

Raportat la cazul SC1.1, configurația 0N prezintă diferențe semnificative care constau în evidențierea a trei câmpuri de valuri. Prima regiune este situată în partea inferioară a zonei interă (dreapta jos) în zone cu o adâncime mai mare de 14m fiind caracterizat de valuri de circa 1.9m. A doua zonă se află în partea centrală și prezintă valuri de 1.7m, în timp ce în apropierea rmlui se evidențiază o prezență semnificativă a valurilor de 1.4m.

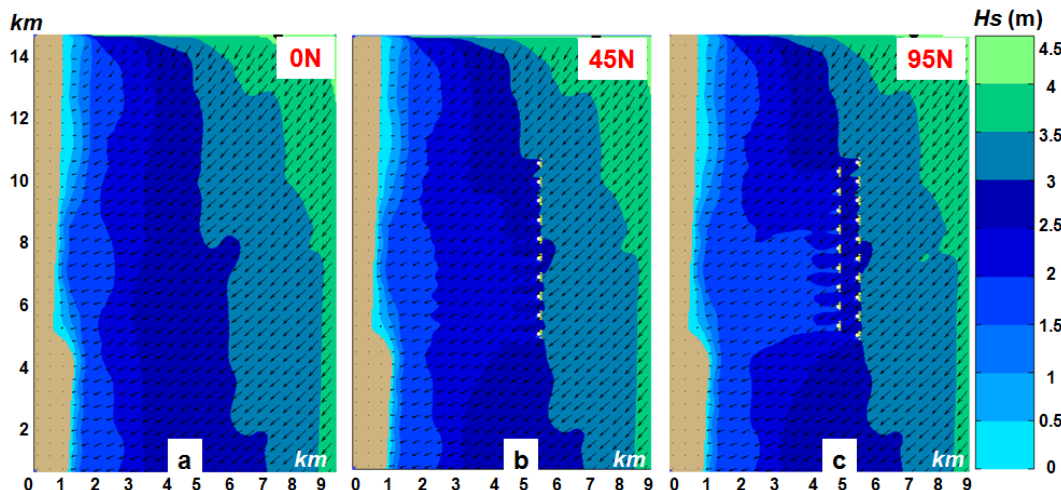


**Figura 7.5** Evaluarea în spațiul geografic a impactului fermei hibride val-vânt pe baza caracteristicilor sistemului NEMOS și a turbinei de vânt pentru cazul SC1.2. Simulările corespund toare unor condiții medii de val ( $H_s=2m$ ,  $T_m=5s$ ) pentru valuri care se propagă din sud ( $182^{\circ}$  în convenție nautică). Rezultatele sunt raportate pentru: a) 0N; b) 45N și c) 95N.

În cazul configurației 45N se observă o extindere cu 3km a câmpului de valuri cu înălțimi de 1.4m, acesta cuprinzând ultimele două grupuri de turbine de vânt și sisteme NEMOS situate în partea inferioară a zonei interă. Pentru configurația 95N, acest câmp de valuri se extinde pe verticală acoperind aproape în totalitate zona dintre ferma val-vânt și linia rmlui.

Trecând de la condiții de val medii la valuri mai mari, în Figura 7.6 este prezentat studiul de caz SC2.1. Spre deosebire de cazurile anterioare se observă apariția mai multor câmpuri de valuri care au o distribuție oarecum paralelă cu izoliniile de batimetrie. Valuri de 4m sunt înregistrate în partea dreaptă a zonei interă (în special în zona superioară), în timp ce în zona centrală sunt indicate valuri din intervalul 1.6-3.3m.

Prin amplasarea fermei de valuri 45N se observă un avans al câmpului de valuri cu înălțimi de 2.2m până în apropierea sistemelor NEMOS, evidențiindu-se prezența valurilor de 2.7m între grupurile de sisteme NEMOS. În apropierea turbinelor de vânt se observă un efect de ecranare care contribuie la reducerea înălțimilor de val până la 1.8m.



**Figura 7.6** Evaluarea în spațiul geografic a impactului fermei hibride val-vânt pe baza caracteristicilor sistemului NEMOS și a turbinei de vânt pentru cazul SC2.1. Simulări corespunzătoare unor condiții energetice de val ( $H_s=4m$ ,  $T_m=8s$ ) pentru valuri care se propagă din sud-est ( $62^\circ$  în convenție nautică). Rezultatele sunt raportate pentru: a) 0N; b) 45N și c) 95N.

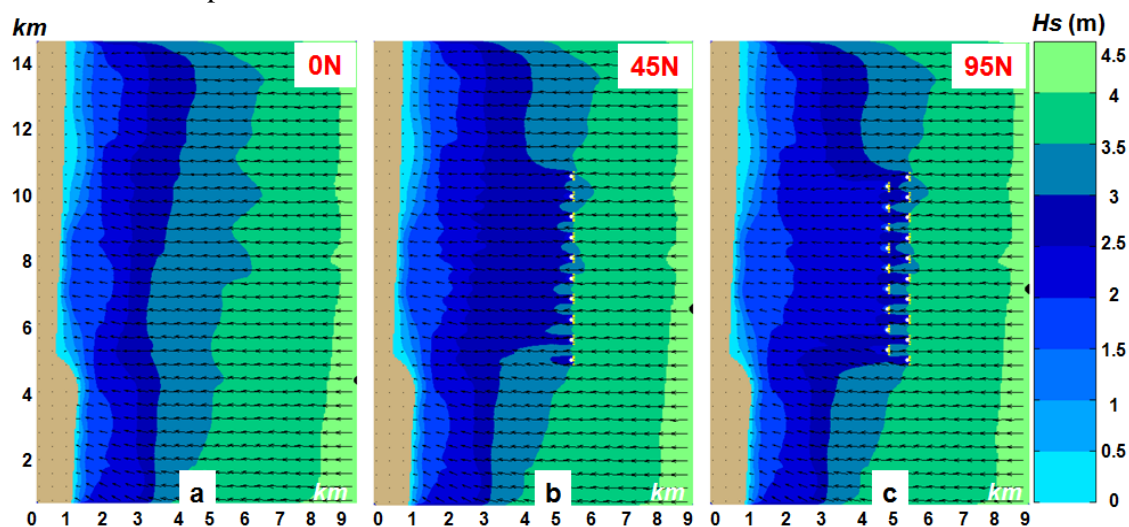
Pentru configurația 95N se observă că în regiunea dintre ferme hibride există pe lângă înălțimile de val de 2.5m există o prezență semnificativă a valurilor de 1.6m, această zonă extinzându-se cu aproximativ 2km față de zona inițială. De asemenea între grupurile NEMOS se observă porțiuni care prezintă valuri de 2.5m, acesta fiind un indicator că în aceste zone se mai pot instala și alte sisteme WEC pentru a extrage o cantitate mai mare de energie.

Spre deosebire de cazul SC1.2 în care pentru aceleași condiții de val s-a observat că valurile care acționează din direcția sud ( $182^\circ$ ) produc modificări mai mari asupra înălțimilor de val și a spectrelor din celelalte puncte de referință, pentru combinația de valuri  $H_s=4m$  și  $T_m=8s$  s-au identificat valurile din sud-est ( $122^\circ$ ) ca fiind cele mai semnificative din acest punct de vedere.

Figura 7.7a prezintă această distribuție în spațiul geografic din care se poate observa o distribuție omogenă a câmpurilor de valuri care variază în raport cu batimetria locală, cu mențiunea că în zona în care urmează să se amplaseze ferma hibrid val-vânt se înregistrează valuri cu înălțimi de 3.3m și 3.7m.

În cazul configurației 45N câmpurile de valuri din apropierea rului ( $<3km$ ) își păstrează în general aceeași configurație în care înălțimile de val sunt reduse cu circa 0.2m. Între această zonă și linia de sisteme hibride val-vânt se înregistrează o distribuție semnificativă a valurilor de 2.8m și pe alocuri prezența valurilor de 3.2m, între grupurile de sisteme NEMOS.

Din analiza configurației 90N se observă că prin amplasarea celei de-a doua linii de sisteme mixte se amortizează aproape complet valurile de 2.7m, iar zona din spatele fermei este dominată de prezența valurilor de 2.3m.



**Figura 7.7** Evaluarea în spațiul geografic a impactului fermei hibride val-vânt pe baza caracteristicilor sistemului NEMOS și a turbinei de vânt pentru cazul SC2.2. Simulări corespunzătoare unor condiții energetice de val ( $H_s=4m$ ,  $T_m=8s$ ) pentru valuri care se propagă din sud-est ( $122^\circ$  în convenție nautică). Rezultatele sunt raportate pentru: a) 0N; b) 45N și c) 95N.

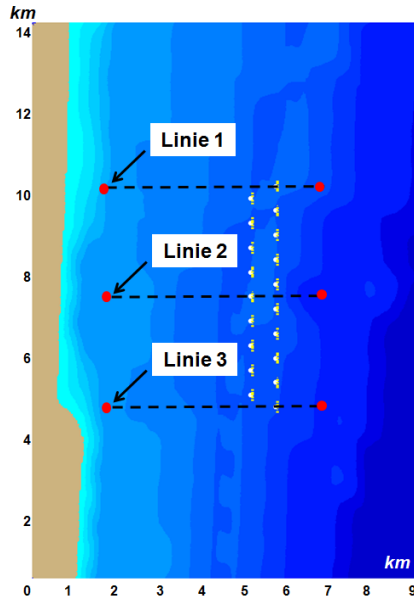
Pe lângă impactul pe care îl are ferma hibrid val-vânt asupra zonei întinse un alt obiectiv al acestui capitol este acela de a identifica modul cum interacționează câmpul de valuri cu aceasta. În acest scop s-au definit trei linii de control, fiecare cu o lungime de 5km (Figura 7.8), dintre care două sunt poziționate la capetele irului de sisteme Nemos.

În Figura 7.9 este prezentată această evoluție pentru studiul de caz SC1.1. În cazul configurației 0N se observă pentru toate liniile de control o reducere graduală a valurilor de la 1.6m până la 1.1m, raportat din zonele offshore către ferme. Impactul valurilor cu linia de sisteme NEMOS este evidențiat în cazul configurației 45N, în care pentru linia 1 valurile se reduc de la 1.6m până la 1.2m în timp ce la capătul acestei linii se observă o regenerare a câmpului de valuri ajungându-se la valori de 1.1m.

Pentru liniile 2 și 3 se observă o reducere mai severă care ajunge până la 1m și un impact mai mare asupra câmpului de valuri care înregistrează la capătul celor două linii în linii de circa 1m. Influența turbinelor de vânt asupra câmpului de valuri nu este reflectată în rezultatele obținute, observându-se în schimb o regenerare locală a valurilor care de exemplu pentru linia 1 după ce se reduc la 1.2m la contactul cu linia de sisteme NEMOS acestea cresc rapid până la o înălțime de 1.42m.

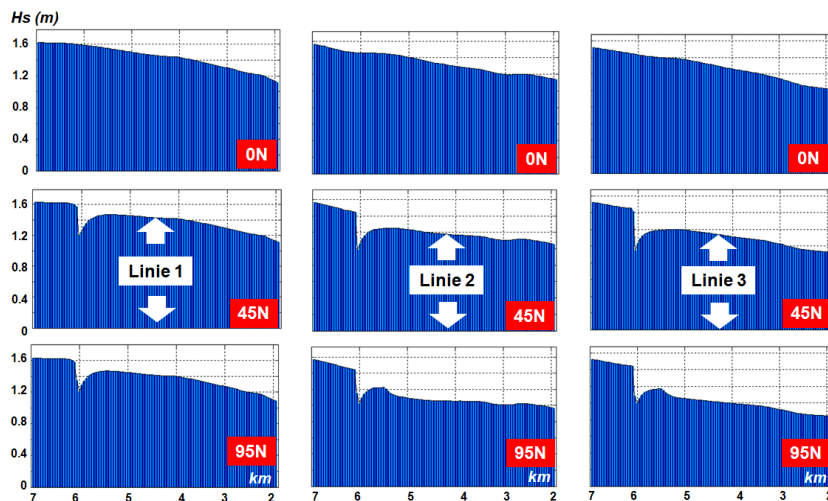
Pentru configurația 95N, linia 1 prezintă rezultate similare ca și în cazul 45N, în schimb celelalte două linii indică influența celui de-al doilea rând de sisteme NEMOS. În aceste cazuri după ce valurile sunt reduse în prima fază de prima linie NEMOS până la 1m, ele se regenerează ajungând la 1.2m, urmând ca la contactul cu cea de-a doua linie de

sistemele se reduc iar cu 0.1m ajungând treptat la o valoare de 0.8m la capătul liniilor de control.

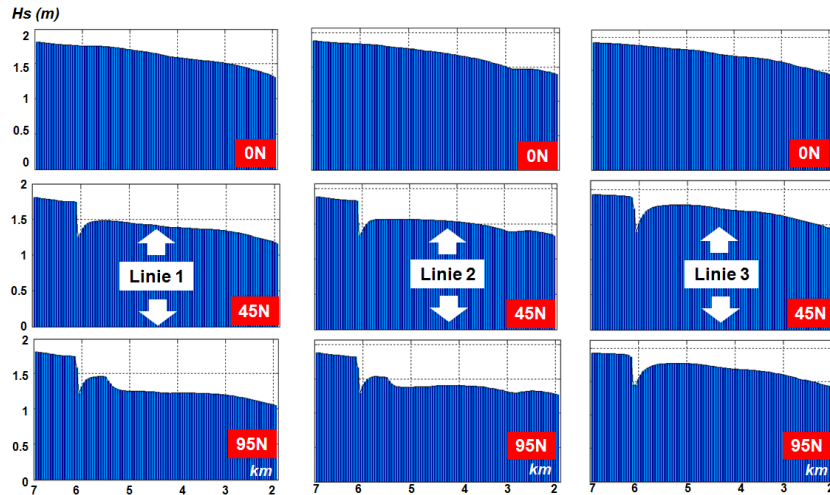


**Figura 7.8** Linii de referință considerate pentru a evalua evoluția câmpului de valuri ( $H_s$ ) în prezența fermei de hibride val-vânt.

Pentru studiul de caz SC1.2 (Figura 7.10) se observă o evoluție similară în liniilor de val ca în cazul SC1.1 cu menținerea de această dată linia 1 nu reflectă prezența celui de-al doilea rând de sisteme NEMOS (caz 95N). Pe baza acestor două studii de caz se poate observa că direcția din care se propagă valurile este importantă pentru eficiența întregii ferme de valuri, în care datorită efectului de ecranare vor exista mereu grupuri de sisteme NEMOS care nu vor avea un randament foarte bun chiar dacă aceste dispozitive sunt proiectate pentru a se orienta pe direcția valurilor incidente.



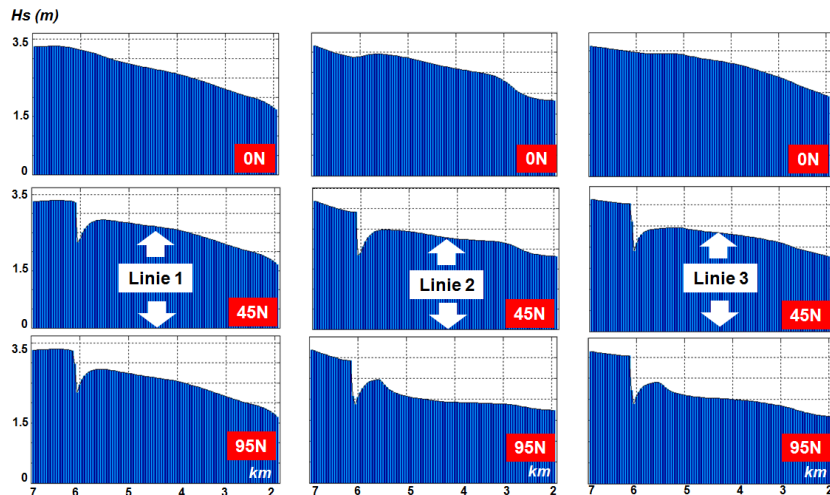
**Figura 7.9** Evoluția câmpului de valuri ( $H_s$ ) de-a lungul celor trei linii de referință pentru cazul SC1.1 ( $H_s=2m$ ,  $T_m=5s$ ,  $Dir=62^\circ$ ). Simulări raportate la configurațiile: 0N, 45N și 95N.



**Figura 7.10** Evoluția câmpului de valuri ( $H_s$ ) de-a lungul celor trei linii de referință pentru cazul SC1.2 ( $H_s=2\text{m}$ ,  $T_m=5\text{s}$ ,  $Dir=182^\circ$ ). Simulări raportate la configurațiile: 0N, 45N și 95N.

În Figura 7.11 este prezentat studiul de caz SC 2.1 corespunzător unor condiții de valuri mai energetice. În prezența instalării de sisteme NEMOS din configurația 45N se observă o reducere a câmpului de valuri de la 3.3m la 2.2m (linia 1), 1.9m (linia 2) și 2m (linia 3), ajungându-se la o valoare de 1.7m la capătul liniilor de control la fel ca în cazul 0N.

Spre deosebire de celelalte linii, se observă variații mai mari pentru linia 2 în ceea ce privește câmpurile de valuri așa cum se poate observa din cazul 0N. Prin prezența sa, cel de-al doilea rând de sisteme NEMOS (caz 95N) reduce câmpul de valuri cu circa 0.4m (linia 2) și 0.2m (linia 3) în timp ce linia 1 nu prezintă nici o modificare.

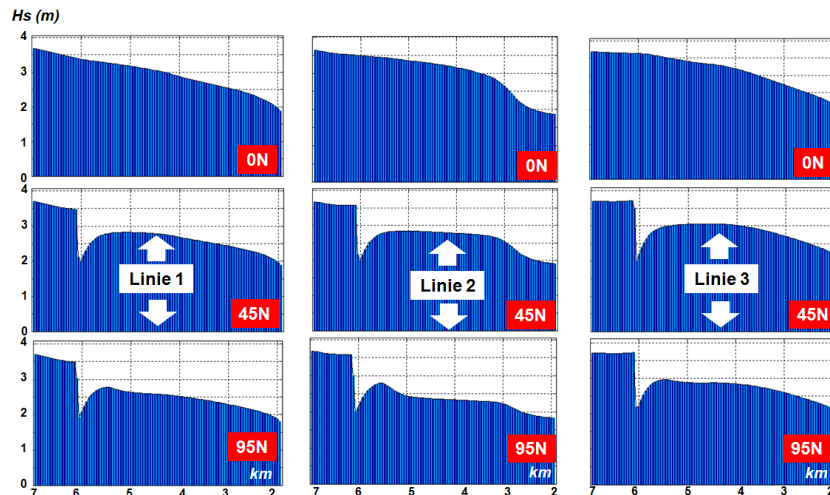


**Figura 7.11** Evoluția câmpului de valuri ( $H_s$ ) de-a lungul celor trei linii de referință pentru cazul SC2.1 ( $H_s=4\text{m}$ ,  $T_m=8\text{s}$ ,  $Dir=62^\circ$ ). Simulări raportate la configurațiile: 0N, 45N și 95N.

În mod similar s-a făcut o analiză și pentru studiul de caz SC2.2 (Figura 7.12) în care se poate observa că pentru cazul 45N, în lăzile de val scad aproape la jumătate atunci când interacționează cu primul rând de sisteme NEMOS ajungând de la 3.5 la 2m.

După această zonă, câmpul de valuri se regenerează până la o înălțime de 2.8m, ajungând în final în apropierea zonei costiere la o valoare de circa 1.9m.

Linia 2 înregistrează o variație bruscă a valurilor de la 2.6m la 1.9m în apropierea zonei costiere, aspect care este evidențiat în simulările 0N. Prin prezența celui de-al doilea rând de sisteme NEMOS (caz 95N), liniile 1 și 3 pun în evidență acest aspect, dar fără a reliefa modificări majore, în timp ce de-a lungul liniei de control 2 se înregistrează o variație a înălțimilor de val  $H_s$  de aproximativ 0.7m.



**Figura 7.12** Evoluția câmpului de valuri ( $H_s$ ) de-a lungul celor trei linii de referință pentru cazul SC2.2 ( $H_s=4m$ ,  $T_m=8s$ ,  $Dir=122^\circ$ ). Simulări raportate la configurațiile: 0N, 45N și 95N.

### 7.3 Concluzii

Ținând cont de faptul că zonele costiere românești sunt supuse proceselor de eroziune a plajelor, în acest capitol s-a evaluat impactul în spațiul geografic și spectral al unei ferme hibride val-vânt amplasată în sectorul Mamaia-Chituc. În prima parte, s-a prezentat zona întinsă, seturile considerate în SWAN, precum și studiile de caz ce urmează să fie analizate.

Simulările numerice au pus în evidență efectul de ecranare al valurilor care se datorează în mare parte sistemelor NEMOS, turbinele de vânt având doar un efect local. Modificările care apar în spațiul geografic depind de direcția din care se propagă valurile precum și valoarea înălțimilor de val considerate. Cu toate acestea în apropierea rmlului procesele disipative ale valurilor devin dominante, nefiind influențate de prezența fermelor de val și vânt.

În apropierea liniilor de sisteme NEMOS, se observă o reducere bruscă a înălțimilor de val, după care câmpul de valuri are capacitatea de a se regenera destul de rapid pe o distanță de câțiva metri.



## CAPITOLUL 8

# CONSIDERAȚII FINALE

### 8.1 Discuții asupra studiilor realizate în cadrul tezei de doctorat

Principalul obiectiv al acestei teze constă în analiza condițiilor de val și vânt, precum și în identificarea unor regiuni din Marea Neagră sau Marea Caspică care s-ar prezenta potențial pentru a dezvolta ferme energetice ce folosesc astfel de resurse marine.

Beneficiile utilizării surselor de energie regenerabile sunt unanim acceptate, acestea reprezentând o soluție reală de a înlocui energia produsă prin arderea combustibililor fosili. În ultimii ani se observă o tendință de a dezvolta în mod treptat astfel de proiecte în zonele offshore în care se găsesc resurse naturale care sunt caracterizate de o densitate a energiei mai mare decât alte surse din zonele de uscat.

La nivel global, țările care depind de importul de combustibili fosili doresc să-și asigure un anumit grad de independență energetică prin folosirea resurselor naturale pe care le au la dispoziție. În ceea ce privește România, aceasta prezintă caracteristici unice în lume prin diversitatea formelor de relief, existând o lungă tradiție în exploatarea energiei hidroelectrice și mai nou în exploatarea la scară largă a energiei eoliene din Moldova și Dobrogea.

Prin deschiderea la Marea Neagră, România își poate extinde portofoliul energiei regenerabile prin utilizarea resurselor de val și vânt din apropierea zonelor costiere care prezintă condiții energetice semnificative, dovada fiind numeroasele accidente marine înregistrate în această regiune de-a lungul timpului.

În partea introductivă s-au prezentat performanțele și potențialul industriei eoliene offshore, obținute pe baza cunoștințelor acumulate din evoluția industriei petroliere și a fermelor eoliene din zonele de uscat. În afară de aceasta s-a pus în evidență și potențialul energiei valurilor, care este reliefat prin numărul mare de soluții constructive existente la ora actuală.

Pentru a reduce variabilitatea energiei produse din resurse de val și vânt, în ultimii ani s-a vehiculat ideea dezvoltării unor proiecte hibride val-vânt. Filozofia care stă la baza acestui concept, constă în dezvoltarea/adaptarea unor sisteme WEC care să utilizeze infrastructura fermelor eoliene offshore existente, obținându-se în acest mod o mai bună protecție în cazul furtunilor și o integrare rapidă a energiei produse în sistemul energetic național.

Din analiza măsurătorilor de satelit (AVISO) și a datelor furnizate de diverse modele atmosferice (NCEP și ECMWF) corespund toare condițiilor de val și vânt din zona Mării

Negre s-a pus în evidență faptul că zona de nord-vest prezintă caracteristici care par în general a fi mai energetice pe toată durata anului, în raport cu celelalte zone.

Această caracteristică reprezintă un aspect promițător pentru dezvoltarea unor ferme energetice, în special datorită faptului că partea de nord-vest este caracterizată de o zonă de platou în care adâncimea apei nu depășește 50m. Toate aceste combinații pot duce la obținerea unui raport bun între energia electrică produsă și investițiile necesare realizării unor astfel de proiecte.

Din analiza măsurătorilor in situ din această regiune s-a pus în evidență caracterul mai energetic al condițiilor de vânt din zona litoralului românesc, prin intermediul platformei Gloria situată la o distanță de 30km față de Țrm. Cu toate că s-au raportat valori mai mari pentru această stație în raport cu alte puncte situate în apropierea Țrmului, o caracteristică specifică bazinului Mării Negre o constituie apariția unor fenomene locale cum ar fi vântul Bora (regiunea Novorossiisk-Rusia) sau acțiunea curenților marini de la gurile de vărsare ale Dunării [87, 88]

Referitor la Marea Caspică, din analiza măsurătorilor de satelit și a datelor de la modelul ECMWF s-a observat că partea de nord prezintă interes din punct de vedere al energiei vântului la care se adăugă și faptul că în această regiune adâncimea apei are în jur de 4m, ceea ce ar duce la o implementare rapidă a unor ferme de vânt.

În schimb din simulările numerice efectuate cu modelul spectral SWAN s-au identificat condiții de val mai energetice în zona centrală a bazinului unde adâncimea apei depășește 600m. Acest lucru poate fi un impediment în dezvoltarea fermelor WEC, în contextul în care la ora actuală rile din jurul bazinului Mării Caspice nu prezintă interes în acest domeniu fiind preocupate mai mult de extragerea rezervelor de hidrocarburi.

Pe baza caracteristicilor fizice ale sistemului NEMOS la scară redusă, și a seturilor experimentale s-a obținut o bună corelare între datele experimentale și rezultatele furnizate de simulările numerice efectuate în programul ANSYS AQUA. Pentru a crește cantitatea de energie care poate fi obținută de un astfel de sistem s-au considerat mai multe modele geometrice pentru analizele hidrodinamice.

În urma acestor simulări și a comparării rezultatelor cu cele ale modelului inițial nu s-au înregistrat diferențe majore, fapt ce confirmă ideea că studiile de optimizare ar trebui axate pe identificarea unei configurații spațiale optime a sistemului de cabluri care face legătura între scripetele poziționate pe fundul mării și pe stâlpul turbinei de vânt.

Din analiza condițiilor de vânt ajustate la o înălțime de 80m, s-a putut identifica performanțele unor turbine de vânt care operează la acest nivel, precum și realizarea unor studii de caz. Pe baza datelor de satelit, din comparațiile realizate între zona de nord-vest a bazinului Mării Negre și zone offshore în care operează sau se preconizează să se developeze ferme eoliene din Marea Nordului și Marea Baltică s-a pus în evidență faptul că astfel de proiecte pot opera în mod eficient și în Marea Neagră, în special în perioada de iarnă.

Pe baza măsurătorilor in situ a condițiilor de val corespunzătoare stațiilor Gloria (Marea Neagră) și FINO 1 (Marea Nordului), s-au realizat matrici de mediu indicate prin diagramele *Hs-Te* (pentru perioada totală și de iarnă) care înmulțite cu matricile de putere

ale sistemelor AquaBuoy, Pelamis și Wave Dragon indică energia electrică furnizată de acestea. După cum era de așteptat performanțele acestor sisteme pentru stația Gloria sunt mai mici, acest lucru reflectând faptul că Marea Neagră este un bazin închis în care cu toate că există condiții de vânt semnificative, valurile nu se dezvoltă la fel de mult ca și în zonele oceanice.

Din analiza impactului pe care îl are o fermă hibridă val-vânt asupra zonei costiere se poate observa efectul de ecranare care apare odată cu prezența sistemelor NEMOS. Acesta depinde în mare parte de direcția de propagare a valurilor, manifestându-se prin reducerea câmpurilor de valuri din spațiul geografic.

Asupra câmpurilor de valuri situate în apropierea țărmului nu se observă astfel de influențe, acestea regiuni fiind dominate în general de fenomene disipative cum ar fi frecarea cu fundul apei sau spargerea valurilor. Turbinele de vânt au o contribuție aproape nesemnificativă, în timp ce din analiza simulărilor efectuate se observă în apropierea țărmurilor de sisteme NEMOS o regenerare locală a valurilor.

În final, având în vedere rezultatele prezentate în această teză, se poate trage concluzia că zona de vest a bazinului Mării Negre reprezintă o zonă propice dezvoltării parcurilor eoliene offshore iar în contextul dezvoltării sistemelor de extracție a energiei valurilor se poate preconiza dezvoltarea unor proiecte hibride marine care să diversifice portofoliul energiilor regenerabile din această regiune.

## 8.2 Contribuții personale și elemente de originalitate

Caracterul original al acestei teze este dat de faptul că în urma analizelor efectuate s-au obținut rezultate care indică faptul că Marea Neagră (în special zona de nord-vest) care era cunoscută ca fiind când parte din categoria marilor închise fără resurse energetice semnificative, poate fi considerată o zonă propice dezvoltării unor parcuri eoliene offshore la care se pot adăuga eventual și dispozitive WEC, de tipul sistemului NEMOS.

Rezultatele prezentate în cadrul acestei teze de doctorat, care au fost diseminate și în diverse articole sau manifestări științifice sunt grupate în jurul a trei direcții principale:

- a) prelucrarea și analiza statistică a măsurătorilor in situ, de satelit și a datelor de la modele numerice pentru zona Mării Negre și a Mării Caspice;
- b) validarea numerică a rezultatelor experimentale corespunzătoare sistemului NEMOS și realizarea unor studii de optimizare hidrodinamică;
- c) identificarea performanțelor energetice ale unor turbine de vânt și sisteme WEC pentru condițiile de mediu din zona litoralului românesc, precum și identificarea impactului pe care îl are o fermă hibridă val-vânt în spațiul geografic asupra condițiilor de val din regiune.

După cum se poate observa prima direcție este legată de analiză și procesarea a mai multor surse de date. În ceea ce privește zona Mării Negre o analiză generală a condițiilor de mediu s-a realizat cu ajutorul datelor de satelit provenite de la AVISO ([www.aviso.oceanobs.com](http://www.aviso.oceanobs.com)), acestea fiind luate în considerare datorită faptului că prezintă o bună acuratețe a datelor (datorită sistemului multi-misiune) furnizând măsurători de val și de vânt la nivel global.

În ceea ce privește evaluarea condițiilor de vânt s-au folosit date de la două modele atmosferice, NCEP (Centrul Național de Predicție a Vremii) și ERA-Interim de la ECMWF (Centrul European pentru Prognoza Vremii pe Termen Mediu) acestea având avantajul că folosesc datele existente la ora actuală (sateliți, geamanduri, etc) în rulare unor modele numerice obținându-se în final un set consistent de date.

Pe lângă aceste date care acoperă zone mari de apă, la nivel local s-a realizat o analiză a măsurătorilor in situ pentru două stații din zona litoralului românesc (val și vânt) și pentru nouă stații din zona ucraineană (doar vânt).

Contribuțiile personale care au dus la realizarea acestor obiective s-au concretizat în:

- a1) procesarea și analiza statistică a datelor de satelit (val) din zona Mării Negre pentru o perioadă de 7 ani (Decembrie 2005-Iulie 2012);
- a2) procesarea și analiza statistică a datelor de satelit (val) din zona Mării Caspice pentru o perioadă de 4 ani (Decembrie 2005-Iunie 2010);
- a3) procesarea și analiza statistică a datelor de satelit (vânt) din zona Mării Negre pentru o perioadă de 4 ani (Decembrie 2006-Martie 2011);
- a4) procesarea și analiza statistică a datelor de satelit (vânt) din zona Mării Caspice pentru o perioadă de 4 ani (Decembrie 2005-Iunie 2010);
- a5) procesarea și analiza statistică a datelor ECMWF (vânt) din zona Mării Negre pentru o perioadă de 9 ani (Ianuarie 1999-Decembrie 2007);
- a6) procesarea și analiza statistică a datelor ECMWF (vânt) din zona Mării Caspice pentru o perioadă de 11 ani (Ianuarie 2001-Decembrie 2011);
- a7) procesarea și analiza statistică a datelor NCEP (vânt) din zona Mării Negre pentru o perioadă de 9 ani (Ianuarie 1999-Decembrie 2007);
- a8) procesarea și analiza statistică a măsurătorilor in situ corespunzătoare stațiilor din România și Ucraina:
  - Gloria și Mangalia: 7 ani -val și vânt (Ianuarie 2003-Decembrie 2009);
  - Ust-Dunaysk, Primorskoye, Yuzniy, Ochakov, Chernomorskoye, Evpatoriya, Khersoneski Mayak, Feodosiya, Zavetnoye: 11 ani-vânt (Ianuarie 1999- Decembrie 2009).
- a9) evaluarea în spațiul geografic al Mării Caspice a distribuției principalilor parametri de val în urma simulărilor cu modelul SWAN.

A doua direcție principală este legată de partea experimentală. Pornind de la testele hidrodinamice efectuate asupra unui model NEMOS (la scară mică), de către cercetătorii din cadrul Centrului de Dezvoltare pentru Tehnologia Navei și Sistemelor de Transport

(DST-Duisburg, Germania) s-au validat rezultatele experimentale existente cu ajutorul simulărilor numerice efectuate în programul ANSYS AQUA.

În acest caz contribuțiile personale constau în:

- b1) validarea numerică a rezultatelor experimentale - Studiu de caz 1: corp fix;
- b2) validarea numerică a rezultatelor experimentale - Studiu de caz 2: corp în mișcare;
- b3) identificarea unor noi configurații geometrice ale plutitorului NEMOS și realizarea unor studii de optimizare hidrodinamică.

Ultimul direcție de cercetare se axează pe identificarea performanțelor teoretice ale unor sisteme de extracție a energiei din mediul marin situate în zona de nord-vest a Mării Negre, precum și a evaluării impactului pe care îl are o fermă hibridă val-vânt asupra sectorului Mamaia-Chituc (litoral românesc).

Subdirecțiile care reflectă contribuțiile proprii, sunt structurate sub formă :

- c1) focalizarea pe zona de nord-vest a bazinului Mării Negre și analiza condițiilor de vânt la o înălțime de 80m, rezultatele fiind indicate în raport cu performanțele turbinei de vânt Siemens 2.3-93;
- c2) evaluarea cu ajutorul datelor de satelit a condițiilor de vânt (Ianuarie 2010-Decembrie 2011) din cadrul fermelor eoliene offshore din Marea Nordului și Marea Baltic prezentate în Hassager et al, 2011 [76] și identificarea unor proiecte care prezintă condiții similare cu cele înregistrate în zona de nord-vest a Mării Negre;
- c3) procesarea și analiza datelor in situ (valuri) corespunzătoare stației FINO 1 (din Marea Nordului) pentru o perioadă de 9 ani (Iulie 2003-Ianuarie 2011);
- c4) evaluarea în spațiul geografic și spectral a influenței unei ferme hibride val-vânt asupra condițiilor de val din sectorul Mamaia-Chituc, folosind modelul SWAN.

În ceea ce privește rezultatele, prezentat în lista de de publicatii (ANEXA 1) în perioada studiilor de doctorat s-au realizat un număr de 13 lucrări științifice dintre care cele mai importante pot fi considerate cele două lucrări publicate (sau acceptate spre publicare) în jurnale cotate ISI, dintre care una în *Energy* - Rusu și Onea, 2012 și cealaltă în *Meteorological Applications* - Onea și Rusu, 2012.

De asemenea mai poate fi menționat și capitolul din cartea *Dynamics of the environmental matrix in the Black Sea as reflected by recent measurements and simulations with numerical models* (Rusu et al, 2011), care a fost publicat de către editura Nova Science din New York.

În final trebuie menționat că elaborarea acestei teze a fost realizată cu suportul financiar al proiectului POSDRU cod 88/1.5/S/61445-Eficientizarea activității studenților din cadrul ciclului de studii doctorale-EFICIENT.

### 8.3 Direcții viitoare de cercetare

În cadrul acestei teze de doctorat s-a urmărit evaluarea resurselor de val și vânt din Marea Neagră, precum și compararea acestor condiții cu cele din zone offshore în care operează sau se pot dezvolta parcuri eoliene offshore sau sisteme WEC.

Studiile realizate abordează diverse domenii de cercetare, ceea ce face ca această teză să aibă un caracter multidisciplinar. Structurând rezultatele obținute, se observă că acestea se referă la: evaluarea resurselor naturale din mediul marin, validarea testelor experimentale folosind un program de analiza hidrodinamic, precum și evaluarea impactului pe care îl are o fermă hibridă val-vânt în spațiul geografic.

Înănd cont de faptul că industria sistemelor de extracție a energiei valurilor și a vântului se află în plină dezvoltare (în special în România), mai multe direcții de cercetare pot fi luate în considerare pentru studiile viitoare.

În cadrul comparațiilor efectuate între zona de nord-vest a Mării Negre și diverse zone offshore în care operează ferme eoliene, s-au luat în considerare doar măsurătorile de satelit, care chiar dacă au o bună rezoluție spațială provenind de la sisteme multi-misiune ele furnizează o singură măsurătoare pe zi. Pentru a continua cercetările curente o primă direcție de cercetare constă în identificarea unor noi surse de date, care să furnizeze mai multe măsurători/date pe zi. O posibilă sursă de acest gen o constituie proiectul QuikSCAT, sau chiar cele două modele ECMWF sau NCEP ale căror date au fost deja considerate în această teză.

O altă direcție de cercetare ar fi realizarea unui atlas al resurselor de val și vânt din apropierea litoralului românesc, pentru a identifica zonele cu un bun potențial energetic în vederea dezvoltării unor proiecte energetice. În identificarea acestor zone, ar trebui avute în vedere și restricțiile care apar datorită existenței unor arii protejate, rute de navigație, zone de agrement etc.

În ceea ce privește dezvoltarea unei ferme de valuri în apropierea litoralului românesc, o direcție viitoare o constituie identificarea unor surse de date (in situ sau modele numerice) care să furnizeze informații pe termen lung privind înălțimea, perioada și direcția de propagare a valurilor. Cu aceste informații se pot realiza diverse simulări în modelul SWAN pentru a identifica configurația spațială optimă a unui astfel de proiect, în scopul creșterii cantității de energie captată de toate sistemele WEC din fermă.

În această teză prin amplasarea unei ferme hibride val-vânt în sectorul Mamaia-Chituc s-a avut în vedere identificarea impactului pe care îl au aceste sisteme doar asupra câmpurilor de valuri. Înănd cont că multe zone din apropierea litoralului românesc sunt afectate de eroziune, care duce la dispariția plajelor o altă direcție de cercetare ar consta în identificarea efectelor pe care o fermă de valuri le poate avea asupra transportului de sedimente din aceste regiuni.

În prezent majoritatea sistemelor WEC aflate în zonele offshore sunt afectate de prezența fenomenelor extreme (furtuni), iar o direcție care poate prezenta interes constă în dezvoltarea unui sistem de predicție al valurilor în timp real (eventual în modelul SWAN)

care să evalueze în avans apariția unor astfel de condiții, obținându-se în acest mod o mai bună protecție a sistemelor WEC.

Cu toate că doctorandul nu a fost implicat direct în conceperea și desfășurarea proiectului NEMOS, pentru acest sistem se pot continua studiile realizate prin identificarea unei configurații spațiale a sistemului de cabluri și a scripeților montați pe fundul mării (și pe stâlpul turbinei de vânt) obținându-se în final o traiectorie optimă a corpului plutitor.

Odată conectat corpul plutitor NEMOS la sistemul de cabluri se pot relua studiile de optimizare hidrodinamice pentru configurațiile geometrice propuse, înțind cont de faptul că în final acest sistem WEC va avea o mișcare plan-paralelă care diferă foarte mult față de cazurile experimentale considerate (fix sau doar mișcare pe direcția z).

Pe lângă resursele naturale din Marea Neagră, în lucrarea Onea și Rusu, 2012 [62] s-au analizat și condițiile de vânt din Marea Caspică în care din analiza datelor de satelit s-a observat că zona de nord a bazinului, caracterizată de adâncimi ale apei de 4m prezintă valori mai mari ale vitezei vântului, atât în perioada de vară cât și în cea de iarnă, față de punctele offshore considerate pentru analiză.

Prin folosirea unor seturi de date, care să prezinte o mai bună rezoluție în domeniul timpului se pot confirma aceste rezultate, identificându-se o nouă sursă de energie pentru această zonă, care este cunoscută la ora actuală doar prin prezența zăcămintelor de hidrocarburi.

Ca o paranteză trebuie menționat, că în timp ce Marea Caspică prezintă în nord condiții bune de vânt și în zona centrală resurse bune de val, Marea Neagră înregistrează în zona de nord-vest condiții bune de val și vânt care pot duce la dezvoltarea unor ferme hibride val-vânt.

Pe lângă aceste direcții de cercetare care au la bază rezultatele prezentate în această teză, având în vedere că în prezent există doar două concepte de sisteme WEC destinate a fi folosite în cadrul fermelor eoliene offshore (Wave Trader și Nemos) o altă direcție de cercetare ar putea fi dată de proiectarea/adaptarea unui sistem de extracție a energiei valurilor care să funcționeze după principii similare.

## BIBLIOGRAFIE SELECTIV

- [1] Mawdsley J, Espey G. 2011. *Renewables vs Hydrocarbons: The energy reality*.
- [2] Communication from the Commission, EUROPE 2020. *A strategy for smart, sustainable and inclusive growth*, Brussels 2010.
- [3] Ummels BC. 2009. *Power system operation with large-scale wind power in liberalised environments*. Tez de doctorat, Delft University of Technology.
- [4] Kanawade SM, Hamigi AD, Gaikwad RW. 2010. *Ecological Effect of Pollution*. International Journal of Chemical Engineering and Applications. 1(4): 332-335.
- [5] REN21 (Renewable energy policy Network for the 21<sup>st</sup> century). 2011. *Renewables 2011, Global status report*.
- [6] Da Rosa AV. 2009. *Fundamentals of Renewable Energy Processes*, 2nd edition. Academic Press, ISBN: 978-0-12-374639-9.
- [7] EWEA (European Wind Energy Association). *The European offshore wind industry key 2011 trends and statistics*. January 2012. (accesat Iunie 2012)
- [8] EWEA. 2011. *UpWind, Design Limits and Solutions for Very Large Wind Turbines*, Brussels.
- [9] Musial WD, Butterfield CP, Boone A. 2003. *Feasibility of floating platforms systems for wind turbine*. NREL/CP-500-24874. Golden, CO: NREL.
- [10] U.S. Department of Energy: 20% Wind Energy by 2030 Report. <http://www.20percentwind.org/20p.aspx?page=Report> (accesat Iulie 2012)
- [11] EWEA. *Wind in power: 2011 European statistics*. February 2012.
- [12] Lificiu P. 2012. *Energia regenerabil . Rentabilitatea sectorului energiei regenerabile în România: certificate verzi i comer ul cu energie*. ANRE.
- [13] <http://www.green-report.ro/stiri/romania-depasit-tinta-de-energii-regenerabile-pe-2010-cu-2> (accesat Ianuarie 2012)
- [14] ANRE. *Raport 2011 privind activitatea Autorit ii Nationale de Reglementare în domeniul Energiei*.
- [15] <http://rwea.ro/wall-street-ro-ge-energy-romania-va-absorbi-investitii-pentru-400-500-mw-eolieni-pe-an> (accesat Ianuarie 2012)
- [16] <http://economie.hotnews.ro/stiri-energie-7657654-energie-eoliana-cererile-racordare-reteaua-nationala-electricitate-depasesc-4-ori-capacitatea-transport.html> (accesat Ianuarie 2012)
- [17] <http://www.gazetadeagricultura.info/eco-bio/565-energie-regenerabila/11387-energie-regenerabila-in-romania.html> (accesat August 2012)
- [18] <http://www.ecoplay.ro/potentialul-energetic-geotermal-al-romaniei.html> (accesat Septembrie 2012)
- [19] <http://www.iron gates.ro/> (accesat August 2012)
- [20] <http://www.energie-gratis.ro/hidrocentrale.php> (accesat August 2012)



- [21] <http://www.hidroelectrica.ro/Details.aspx?page=29> (accesat August 2012)
- [22] <http://www.transelectrica.ro/1Despre/avizecontracte.php> (accesat Octombrie 2012)
- [23] <http://www.ptagroup.ro/ro/> (accesat Septembrie 2012)
- [24] Milborrow DJ. 2002. *Will downward trends in wind prices continue ?* Windstats Newsletter 15 (3): 1–3.
- [25] Dale L, Milborrow D, Slark R, Strbac G. 2004. *Total cost estimate scenarios in UK*. Energy Policy 32: 1949-1956.
- [26] Snyder B, Kaiser MJ. 2009. *Ecological and economic cost - benefit analysis of offshore wind energy*. Renewable Energy 34 (6): 1567–1578.
- [27] European Energy Agency (EEA). *Europe's onshore and offshore wind energy potential-An assessment of environmental and economic constraints*, EEA Technical Report No. 6/2009.
- [28] Roddier D, Cermelli C, Aubault A, Weinstein A. 2010. *WindFloat: A floating foundation for offshore wind turbines*. Journal of Renewable and Sustainable Energy 2 (3): 2-34.
- [29] Donaire JMS. *Sea Transport Analysis of Upright Wind Turbines*. Tez de master, Denmark Technical University, Mechanical Engineering Department.
- [30] EWEA (European Wind Energy Association). *The European offshore wind industry key 2011 trends and statistics*. Raport ianuarie 2012.
- [31] <http://www.principlepowerinc.com/products/windfloat.html> (accesat Iunie 2012)
- [32] Matthies HG, Garrad A. *Study of offshore wind energy in the EC*. JOULE (JOUR0072). Report to the European Commission, Germanischer Lloyd, Hamburg 1993.
- [33] <http://www.wpd.de/en/wpd-think-energy-startseite.html> (accesat Mai 2012)
- [34] Baddour E. *Energy from waves and tidal currents towards 20yy ?* Institute for Ocean Technology, National Research Council, August 2004.
- [35] Mørk G, Barstow S, Kabuth A, Pontes MT. 2010. *Assessing the Global Wave Energy Potential*. Proceedings of OMAE2010 29th International Conference on Ocean, Offshore Mechanics and Arctic Engineering June 6-11, 2010, Shanghai, China.
- [36] **Onea F**, Rusu E, Bernardino M. 2010. *Renewable Energy Solutions in Marine Environment*. The Annals of Dun rea de Jos of Gala i, Fascicle X, Applied Mechanics, Issue 1. <http://www.mrm.ugal.ro/Annals2010.htm>
- [37] Drew B, Plummer AR, Sahinkaya MN. 2009. *A review of wave energy converter technology*. Proc. IMechE Vol. 223 Part A: J. Power and Energy.
- [38] Rusu E, Zanol A 2009. *Modelling the nearshore currents*, Galati University Press, 211p.
- [39] Ruiz MT. 2010. *Dynamics and Hydrodynamics For Floating Wave Energy Converters*. Lisbon. Tez de master, Universidade Técnica de Lisboa, Instituto Superior Técnico.
- [40] Tedeschi E, Molinas M. *Control Strategy of Wave Energy Converters Optimized Under Power Electronics Rating Constraints*. 3rd International Conference on Ocean Energy, 6 October, Bilbao 2010.

- [41] Falcao AFO. *Control techniques for wave energy converters*. SUPERGEN Marine 7th Doctoral Training Programme Workshop Control Of Wave And Tidal Converters, 22-26 February 2010, Lancaster University.
- [42] Weinstein A. 2006. *Harvesting the motion of the ocean*. AquaEnergy Group
- [43] <http://peswiki.com/index.php/Directory:AquaBuOY> (accesat Iulie 2012)
- [44] California Energy Commission (CEC). *Summary of PIER-Funded Wave Energy Research*. Staff report, Martie 2008.
- [45] <http://www.pelamiswave.com/> (accesat Iulie 2012)
- [46] RenewableUK. *Marine Energy in the UK State of the Industry*. Raport Martie 2012.
- [47] Sørensen HC, Naef S. 2008. *Report on technical specification of reference technologies (wave and tidal power plant)*. Deliverable nr 16.1 - RS Ia.
- [48] ISSC. 2006. *Ocean wind and wave energy utilization*. 16th International Ship and Offshore Structures Congress, August 20th-25th 2006, Southampton, UK, Volume 2.
- [49] International Energy Agency (IEA). 2005. *Variability of wind power and other renewables: Management options and strategies*.
- [50] Burch GD. *Hybrid Renewable Energy Systems*. U.S. DOE Natural Gas / Renewable Energy Workshops August 21, 2001 Golden, Colorado
- [51] Servert J, San Miguel G. 2011. *Hybrid solar - biomass plants for power generation; Technical and economic assessment*. Global NEST Journal 13(3): 266-276.
- [52] Fusco F, Nolan G, Ringwood JV. 2010. *Variability reduction through optimal combination of wind/wave resources - An Irish case study*. Energy 35: 314-325.
- [53] <http://www.power-technology.com/projects/greenoceanenergywav/> (accesat Mai 2012)
- [54] <http://www.nemos.org/> (accesat Decembrie 2011)
- [55] [http://www.rechargenews.com/energy/wave\\_tidal\\_hydro/article254628.ece](http://www.rechargenews.com/energy/wave_tidal_hydro/article254628.ece) (accesat Iulie 2012)
- [56] Valchev N, Davidan I, Belberov Z, Palazov A, Valcheva N. 2010. *Hindcasting and assessment of the western Black Sea wind and wave climate*. Journal of Environmental Protection and Ecology 11:1001-1012.
- [57] Efimov VV, Shokurov MV, Yarovaya DA. 2007. *Numerical simulation of quasi-tropical cyclone over the Black Sea*. Izv Atmos Ocean Phys 43: 723-743.
- [58] Voskresenskaya EN, Maslova VN. 2011. *Winter-spring cyclonic variability in the Mediterranean-Black Sea region associated with global processes in the ocean-atmosphere system*. Adv. Sci. Res. 6: 237-243.
- [59] Maslova V, Voskresenskaya E, Bardin M. 2010. *Variability of the cyclone activity in the Mediterranean-Black Sea region*. Journal of Environmental Protection and Ecology 11:1366-1372.
- [60] Alpers W, Ivanov A, Horstmann J. 2009. *Observations of bora events over the Adriatic Sea and Black Sea by spaceborne synthetic aperture radar*. Mon. Weather Rev. 137: 1150-1161.

- [61] Kosarev AN, Yablonskaya EA. 1994. *The Caspian Sea*. SPB Academic Publishing, Hague, the Netherlands.
- [62] Rusu E, **Onea F**. 2012. *Evaluation of the wind and wave energy in the Caspian Sea*. Energy, DOI: 10.1016/j.energy.2012.11.044, (I.F: 3.487 / 2011)  
<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544212009085>
- [63] Kabatchenko IM, Vvedenskiy AR, Vvedenskaya ER, Brehovskih AL. 2008. *Atlas of wave characteristics of Black Sea*. State Oceanographic Institute, Moscow, Russia.
- [64] Rusu E. **Onea F**, 2012. *Wave Energy Evaluations in Enclosed Seas*. 8th WSEAS International Conference on Energy, Environment, Ecosystems and Sustainable Development (EEESD'12), 2-4 May, Faro, Portugal, 19-25.  
<http://www.wseas.us/e-library/conferences/2012/Algarve/EEESD/EEESD-01.pdf>
- [65] **Onea F**, Rusu E. 2011. *Wave energy patterns in the Black Sea evaluated with satellite data and numerical models*. Research Quality In Doctoral School Increased Industrial and International Visibility, 13–14 July 2011 Galati, Romania.  
<http://www.phd-expert.ugal.ro/SiteWorkshop2011/>
- [66] **Onea F**, Rusu E. 2010. *Assesment of the Wave Energy Resources in the Black Sea Basin*. European Dimensions of the Doctoral Programmes, 22-23 July Galati, Romania. [http://www.phd-expert.ugal.ro/SiteWorkshop/new\\_page\\_4.htm](http://www.phd-expert.ugal.ro/SiteWorkshop/new_page_4.htm)
- [67] Rusu E. **Onea F**. 2010. *Assessment of the spatial distribution of the wave energy in the Black Sea with numerical models*. Tenth International Conference on Marine Sciences and Technologies - BLACKSEA2010, 7-9 October, Varna, Bulgaria, 388-393.
- [68] ANSYS-AQWA. <http://www.ansys.com/Products/Other+Products/ANSYS+Aqwa> (accesat Mai 2012)
- [69] Pimenta F, Kempton W, Garvine R. 2008. *Combining meteorological stations and satellite data to evaluate the offshore wind power resource of Southeastern Brazil*. Renewable Energy 33: 2375-2387.
- [70] Lange B, Højstrup J. 2001. *Evaluation of the wind-resource estimation program WAsP offshore applications*. Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics 89 (3-4): 271–291.
- [71] Margaris ID, Hansen AD, Cutululis NA, Sørensen P, Hatzigargyriou ND. 2011. *Impact of wind power in autonomous power systems-power fluctuations-modelling and control issues*. Wind Energy 14(1): 133-153.
- [72] Ahmed AS. 2010. *Wind energy as a potential generation source at Ras Bens, Egypt*. Renewable and Sustainable Energy Reviews 14: 2167:2173.
- [73] Sutherland H. J, Berg D. E, Ashwill T. D., 2012. *A Retrospective of VAWT Technology*. Sandia Report, SAND2012-03044.
- [74] Siemens Wind Turbine SWT-2.3-93. [www.energy.siemens.com](http://www.energy.siemens.com) (accesat Decembrie 2011).
- [75] **Onea F**, Rusu E. 2013. *Evaluation of the wind energy in the north-west of the Black Sea*. International Journal of Green Energy (I.F: 1.188 / 2011) - **acceptat spre publicare**

- [76] Hassager CB, Badger M, Pena A, Larsen XG, Bingol F. 2011. *SAR-Based Wind Resource Statistics in the Baltic Sea*. Remote Sens 3:117-144.
- [77] Rusu L, Guedes Soares C. 2012. *Wave energy assessments in the Azores islands*. Renewable Energy 45: 183-196.
- [78] Cornett AM. *A Global Wave Energy Resource Assessment*. Proceedings of the Eighteenth International Offshore and Polar Engineering Conference, 2008, Vancouver, Canada, July 6-11.
- [79] U.S. Army Corps of Engineers. 2002. *Coastal Engineering Manual (CEM), Engineer Manual 1110-2-1100*. U.S. Army Corps of Engineers, Washington, D.C.
- [80] Waters R, Engström J, Isberg J, Leijon M. 2009. *Wave climate off the Swedish west coast*. Renewable Energy 34:1600-1606.
- [81] Weinstein A, Fredrikson G, Parks MJ, Neislen K. *Aqua Buoy – the offshore wave energy converter: Numerical modeling and optimization*. Ocean Energy Conference 2006; Aqua Energy Ltd.
- [82] Henderson R, 2006. *Design, simulation, and testing of a novel hydraulic power take-off system for the Pelamis wave energy converter*. Renewable Energy 31:271–283.
- [83] Kofoed JP, Frigaard P, Friis-Madsen E, Sørensen HC, 2006. *Prototype testing of the wave energy converter Wave Dragon*. Renewable Energy 31:181–189.
- [84] [http://en.wikipedia.org/wiki/Horns\\_Rev](http://en.wikipedia.org/wiki/Horns_Rev) (accesat Septembrie 2012)
- [85] ELSAM, 2002. *Horns Rev offshore wind farm. Ground-breaking wind power plant in the North Sea*.
- [86] Rusu E, Conley DC, Coelho EF, 2008. *A Hybrid Framework for Predicting Waves and Longshore Currents*. Journal of Marine Systems 69 (1-2): 59-73.
- [87] Butunoiu D, **Onea F**, Rusu E. 2012. *Evaluation of the environmental conditions in the vicinity of the Romanian ports at the Black Sea*. Journal of Environmental Protection and Ecology (**I.F: 0.102 / 2011**) - **acceptat spre publicare**
- [88] Butunoiu D, **Onea F**, Rusu E. 2011. *Wave modeling to support harbor operations*. Research Quality In Doctoral School Increased Industrial and International Visibility, 13 - 14 July 2011 Gala i, România.  
[http://www.phd-expert.ugal.ro/SiteWorkshop/new\\_page\\_4.htm](http://www.phd-expert.ugal.ro/SiteWorkshop/new_page_4.htm)

## LIST DE PUBLICA II

### realizate în perioada elaborării tezei de doctorat

#### A – Capitole de carte

1. Rusu E, **Onea F**, Toderascu R. 2011. *The Black Sea: Dynamics, Ecology and Conservation, Ch. Dynamics of the environmental matrix in the Black Sea as reflected by recent measurements and simulations with numerical models*. Nova Science Publishers, Inc, New York.

[https://www.novapublishers.com/catalog/product\\_info.php?products\\_id=15888](https://www.novapublishers.com/catalog/product_info.php?products_id=15888)

#### B – Lucrări în reviste cotate ISI

2. Rusu E, **Onea F**. 2012. *Evaluation of the wind and wave energy in the Caspian Sea*. Energy, DOI: 10.1016/j.energy.2012.11.044, (**I.F: 3.487 / 2011**).

<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544212009085>

3. **Onea F**, Rusu E. 2012. *Wind energy assessments along the Black Sea basin*. Meteorological Applications, DOI: 10.1002/met.1337 (**I.F: 1.411 / 2011**).

<http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/met.1337/abstract>

#### C – Lucrări în reviste cotate ISI (acceptate spre publicare)

4. **Onea F**, Rusu E. 2013. *Evaluation of the wind energy in the north-west of the Black Sea*. International Journal of Green Energy (**I.F: 1.188 / 2011**)

5. Butunoiu D, **Onea F**, Rusu E. 2012. *Evaluation of the environmental conditions in the vicinity of the Romanian ports at the Black Sea*. Journal of Environmental Protection and Ecology (**I.F: 0.102 / 2011**).

#### D - Lucrări științifice prezentate la conferințe internaționale și publicate în volumele acestora

6. Rusu E. **Onea F**, 2012. *Wave Energy Evaluations in Enclosed Seas*. 8th WSEAS International Conference on Energy, Environment, Ecosystems and Sustainable Development (EEESD'12), 2-4 May, Faro, Portugal, 19-25.

<http://www.wseas.us/e-library/conferences/2012/Algarve/EEESD/EEESD-01.pdf>

7. **Onea F**, Rusu E, 2012. *Evaluation of the Wind Energy Resources in the Black Sea Area*. 8th WSEAS International Conference on Energy, Environment, Ecosystems and Sustainable Development (EEESD'12), 2-4 May, Faro, Portugal, 26-32.  
<http://www.wseas.us/e-library/conferences/2012/Algarve/EEESD/EEESD-02.pdf>
8. **Onea F**, Rusu E, 2011. *Wave energy patterns in the Black Sea evaluated with satellite data and numerical models*, Research Quality In Doctoral School Increased Industrial and International Visibility, 13–14 July 2011 Gala i, România.  
<http://www.phd-expert.ugal.ro/SiteWorkshop2011/>
9. Butunoiu D, **Onea F**, Rusu E, 2011. *Wave modeling to support harbor operations*. Research Quality In Doctoral School Increased Industrial and International Visibility, 13 – 14 July 2011 Gala i, România. <http://www.phd-expert.ugal.ro/SiteWorkshop2011/>
10. **Onea F**, Rusu, E, 2010. *Assesment of the Wave Energy Resources in the Black Sea Basin*. European Dimensions of the Doctoral Programmes, 22-23 July Gala i, România.  
[http://www.phd-expert.ugal.ro/SiteWorkshop/new\\_page\\_4.htm](http://www.phd-expert.ugal.ro/SiteWorkshop/new_page_4.htm)
11. **Onea F**, Rusu E, Strat I, 2010. *Evaluation of the wave energy potential in the Black Sea using remotely data*. Tenth International Conference on Marine Sciences and Technologies - BLACKSEA2010, 7-9 October, Varna, Bulgaria, 375-380.
12. Rusu E, **Onea F**, 2010. *Assessment of the spatial distribution of the wave energy in the Black Sea with numerical models*. Tenth International Conference on Marine Sciences and Technologies - BLACKSEA2010, 7-9 October, Varna, Bulgaria, 388-393.

#### **E - Lucr ri publicate în Analele Universit ii “Dun rea de Jos” din Gala i**

13. **Onea F**, Rusu E, Bernardino M, 2010. *Overview of Wave and Wind Climate in the Romanian Nearshore Using Sattelite Data*. The Annals of Dun rea de Jos of Gala i, Fascicle X, Applied Mechanics, Issue 2. <http://www.mrm.ugal.ro/Annals2010I2.htm>
14. **Onea F**, Rusu E, Bernardino M, 2010. *Renewable Energy Solutions in Marine Environment*. The Annals of Dun rea de Jos of Gala i, Fascicle X, Applied Mechanics, Issue 1. <http://www.mrm.ugal.ro/Annals2010.htm>